



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

Dpto. de INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Ingeniería Industrial: Electricidad**

PROYECTO FIN DE CARRERA

**` Sintonización de estabilizadores de sistemas de  
potencia en sistemas eléctricos ´**

Manuel Sosa González

JULIO 2010

## **RESUMEN**

El presente documento elabora el proyecto fin de carrera de Ingeniería Industrial intensificación eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid. Dicho documento se centra en el estudio de las oscilaciones entre áreas y locales de varios sistemas eléctricos, y la propuesta de métodos de coordinación de estabilizadores de sistema de potencia (PSS en adelante) en dichos sistemas.

Además de los capítulos previos de introducción, dicho proyecto se divide en dos partes. La primera analiza el modelo de generador síncrono y los diferentes dispositivos existentes para amortiguar las oscilaciones entre áreas habidas en un sistema eléctrico, así como sus características, funcionamiento y métodos de coordinación. En la segunda parte se estudiarán dos casos, proponiendo un método de reducción de oscilaciones entre áreas y locales en aras a la mejora de la estabilidad en pequeña señal del sistema eléctrico. Para amortiguar dichas oscilaciones, se tratará de encontrar y coordinar los parámetros dependientes de los PSS para así poder desplazar al semiplano izquierdo todos los autovalores correspondientes a los modos de oscilación del sistema eléctrico. Para coordinar los parámetros de los diferentes PSS instalados en el sistema eléctrico, y debido a la inter-actuación de todos ellos, se propondrá el método GE basado en PST (Software eléctrico).

Una vez resuelto el problema de coordinación, la finalidad del documento será demostrar las diferencias existentes en los parámetros establecidos conforme a los posibles estados en los que pueden desarrollarse los sistemas eléctricos, véase, llano, punta o valle.

Las soluciones y gráficas resultantes servirán como apoyo para su demostración.

Para el análisis en pequeña señal del sistema eléctrico se utilizará el paquete eléctrico PST, instruido en su totalidad por MATLAB.



## **EXECUTIVE SUMMARY:**

This document devises the end of degree course project of Industrial Engineering of electrical intensification of the Carlos III University. It is based on the study of the oscillations between areas and locals of several types of electrical systems, and the proposal of methods of coordination of power system stabilizing (PSS for now on) in those systems.

In addition to the previous introduction chapters, this project is divided in two parts. The first one analyzes the synchrony generator model and the various existing devices to cushion the oscillations between the existing areas in the electrical system, adding its characteristics, its working and coordination methods. In the second part two cases will be studied, proposing a method of reduction of oscillations between areas and locals in order to improve the stability in small signal of the electrical system. To cushion those oscillations, it will be tried to find and coordinate the dependent parameters of the PSS to be able to move to the left semi plane all the eigenvalues that correspond to the oscillation modes of the electrical system. To coordinate the parameters of the different PSS that are installed in the electrical system, and due to the interaction of all of them, the GE based in PST will be proposed.

Once the coordination problem is solved, the aim of the document will be to demonstrate the differences in the parameters which have been established in accordance with the possible states in which the electrical system can develop; flat, peak and valley.

The solutions and the resulting graphics will be used as a support for its demonstration. To do the analysis in small signal of the electrical system the electrical package PST has been used, by MATLAB.



## **ÍNDICE GENERAL**

<b>RESUMEN</b>	<b><i>ii</i></b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY:</b>	<b><i>ii</i></b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b>	<b><i>iii</i></b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b><i>vii</i></b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b><i>xi</i></b>
<b>ÍNDICE DE SÍMBOLOS</b>	<b><i>xii</i></b>
<b>ABREVIATURAS</b>	<b><i>xv</i></b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b>	<b><i>1</i></b>
<b>1.1 ESTABILIDAD OSCILATORIA</b>	<b><i>1</i></b>
<b>1.2 OBJETIVOS</b>	<b><i>6</i></b>
<b>1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO</b>	<b><i>7</i></b>
<b>2 ANTECEDENTES</b>	<b><i>8</i></b>
<b>2.1 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD</b>	<b><i>8</i></b>
2.1.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO	<i>9</i>
2.1.1.1 ESTABILIDAD ANGULAR EN PEQUEÑA SEÑAL	<i>9</i>
2.1.1.2 ESTABILIDAD ANGULAR EN GRAN SEÑAL	<i>10</i>
2.1.2 ESTABILIDAD TENSION	<i>13</i>
2.1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	<i>17</i>
<b>2.2 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL</b>	<b><i>19</i></b>
<b>3 GENERADOR SÍNCRONO</b>	<b><i>27</i></b>
<b>3.1 INTRODUCCIÓN</b>	<b><i>27</i></b>
<b>3.2 CONCEPTOS GENERALES</b>	<b><i>28</i></b>
<b>3.3 HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS. REFERENCIAS ADOPTADAS</b>	<b><i>30</i></b>
<b>3.4 ECUACIONES DE DOS INDUCTANCIAS ACOPLADAS</b>	<b><i>31</i></b>
<b>3.5 EJES DIRECTO Y TRANSVERSO</b>	<b><i>33</i></b>
<b>SINTONIZACIÓN DE PSS's EN SISTEMAS ELÉCTRICOS</b>	<b><i>iii</i></b>



<b>3.6</b>	<b>MODELIZACIÓN DE LA MÁQUINA SÍNCRONA</b>	<b>34</b>
<b>3.7</b>	<b>TRANSFORMACIÓN DE PARK</b>	<b>37</b>
<b>3.8</b>	<b>ECUACIONES DE LA MÁQUINA SÍNCRONA EN VARIABLES DE PARK</b>	<b>41</b>
<b>3.9</b>	<b>POTENCIA Y PAR EN LA MÁQUINA SÍNCRONA</b>	<b>43</b>
<b>3.10</b>	<b>EXPRESIONES DE LAS ECUACIONES EN (p.u)</b>	<b>45</b>
3.10.1	ELECCIÓN DE BASES	45
3.10.2	ECUACIONES DE LAS TENSIONES ESTATÓRICAS EN POR UNIDAD	46
3.10.3	ECUACIONES DE LAS TENSIONES ROTÓRICAS EN POR UNIDAD	47
3.10.4	ECUACIONES DEL PAR EN POR UNIDAD	48
<b>3.11</b>	<b>CONTROLES BÁSICOS DE UN GENERADOR</b>	<b>48</b>
3.11.1	SISTEMAS DE CONTROL LFC Y AGC	49
3.11.2	CONTROL DE POTENCIA ACTIVA FRECUENCIA (LFC)	51
3.11.3	CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)	51
3.11.3.1	CONCEPTOS PREVIOS	51
3.11.4	SISTEMAS DE EXCITACIÓN	57
3.11.4.1	MODELOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN	60
3.11.5	GOVERNOR	61
<b>3.12</b>	<b>TIPOS DE GENERADORES</b>	<b>62</b>
<b>4</b>	<b>TÉCNICAS Y DISPOSITIVOS PARA AMORTIGÜAR OSCILACIONES</b>	<b>64</b>
<b>4.1</b>	<b>ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)</b>	<b>64</b>
4.1.1	PSS BASADOS EN $\Delta\omega$	66
4.1.2	PSS DELTA-P-OMEGA	67
4.1.3	PSS BASADOS EN $P_e$	69
4.1.4	PSS BASADOS $f_{VG}$ Y $f_E$	69
4.1.5	MODELOS PSS	69
4.1.6	MODELOS MATEMÁTICOS PSS	75
<b>4.2</b>	<b>DISPOSITIVOS FACTS</b>	<b>77</b>
4.2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	78
4.2.2	UNIONES DE TRANSMISIÓN	78
4.2.3	TIPOS DE FACTS	79
4.2.3.1	CONTROLADORES SERIE	81
4.2.3.2	COMPENSACIÓN SERIE CONTROLADA POR TIRISTORES (TCSC).	82
4.2.3.3	COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS (SVC)	82
4.2.3.4	STATCOM	90



4.2.3.5	CONTROLADOR DE POTENCIA UNIFICADO (UPFC)	91
4.2.4	COMPARACIÓN EN FUNCIONES	92
<b>5</b>	<b>ESTADO DEL ARTE</b>	<b>93</b>
<b>5.1</b>	<b>RESIDUOS</b>	<b>93</b>
5.1.1	Medidas de interacción para el control descentralizado:	97
<b>5.2</b>	<b>LQR (Regulador cuadrático lineal)</b>	<b>101</b>
<b>5.3</b>	<b>OPTIMIZACION – SWARM</b>	<b>103</b>
<b>5.4</b>	<b>ALGORITMOS GENÉTICOS</b>	<b>105</b>
5.4.1	REPRESENTACION DEL INDIVIDUO	107
5.4.2	FUNCIÓN DE INICIO EVALUACIÓN Y TERMINACIÓN	107
5.4.3	FUNCIÓN DE SELECCIÓN	108
5.4.4	OPERADORES GENÉTICOS	109
5.4.5	SELECCIÓN DE VALORES DE LOS PARÁMETROS DEL AG	109
<b>6</b>	<b>ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANTE PST</b>	<b>111</b>
<b>6.1</b>	<b>MÉTODO DE SINTONIZACIÓN PROPUESTO. ESTADO DEL ARTE</b>	<b>111</b>
<b>6.2</b>	<b>APLICACIÓN A SISTEMA DE 4 GENERADORES</b>	<b>130</b>
<b>6.3</b>	<b>APLICACIÓN A SISTEMA DE 16 GENERADORES – Caso punta</b>	<b>153</b>
<b>6.4</b>	<b>APLICACIÓN A SISTEMA DE 16 GENERADORES – Caso valle</b>	<b>180</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES FINALES Y TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>197</b>
<b>7.1</b>	<b>CONCLUSIONES FINALES</b>	<b>197</b>
<b>7.2</b>	<b>TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>198</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>199</b>
<b>9</b>	<b>APÉNDICE</b>	<b>202</b>
<i>A</i>	<i>Sistema de 4 generadores sin PSS</i>	<i>202</i>
<i>B</i>	<i>Sistema de 4 generadores con PSS</i>	<i>207</i>
<i>C</i>	<i>Sistema de 16 generadores sin PSS – caso punta</i>	<i>212</i>
<i>D</i>	<i>Sistema de 16 generadores con PSS - caso punta</i>	<i>226</i>
<i>E</i>	<i>Sistema de 16 generadores sin PSS – caso valle</i>	<i>240</i>



<i>F - Sistema de 16 generadores con PSS - caso valle</i>	<b>254</b>
---	------------



## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1-1: Modo Local .....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1-2: Modo inter-área.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1-3: Modo entre máquinas.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1-4: Modo de control. Controles básicos de un generador.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1-5: Modo torsional .....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2-1: Clasificación de estabilidad.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2-2: Generador conectado a barra infinita .....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2-3: Caso estable .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2-4: Caso inestable .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2-5: Sistema eléctrico .....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2-6: Curvas tensión-potencia.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2-7: Diagrama de bloques del espacio de estado.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2-8: Retrasos de fase inestables típicos .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2-9: Retrasos de fase inestables típicos II.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 3-1: Modelo de Park de la máquina síncrona .....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3-2: Circuito equivalente eje d .....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3-3: Circuito equivalente eje q .....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3-4: Sistema de control de excitación de un generador síncrono.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 3-5: Modelo de control sistema de excitación DC1A.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 3-6: Modelo de control gobernador TGOV1 .....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 3-7: Modelo generador tipo GENROU .....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 4-1: Lazo AVR-PSS.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 4-2: Estructura general PSS.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4-3: PSS delta-P-omega.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4-4: Modelo reducido PSS genérico.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4-5: Modelo detallado PSS1A.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4-6: Modelo detallado PSS2A.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4-7: Modelo detallado PSS-PTIST1 .....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4-8: Modelo detallado PSS-IEEEEST .....</i>	<i>74</i>





<i>Figura 4-9: Modelo detallado PSS-IEEEST2</i> .....	74
<i>Figura 4-10: Sistema SMIB</i> .....	75
<i>Figura 4-11: Sistema de excitación ST1A</i> .....	75
<i>Figura 4-12: Diagrama de bloques con sistema de excitación y PSS</i> .....	76
<i>Figura 4-13: Implementación controlador serie</i> .....	82
<i>Figura 4-14: Características de un compensador estático ideal</i> .....	84
<i>Figura 4-15: Comparación de la característica de un compensador estático</i> .....	85
<i>Figura 4-16: Compensador estático con tres escalones de condensadores</i> .....	86
<i>Figura 4-17: Reactancia controlada mediante tiristores</i> .....	87
<i>Figura 4-18: Esquema general de un STATCOM</i> .....	91
<i>Figura 4-19: Característica de un STATCOM</i> .....	91
<i>Figura 4-20: Esquema UPFC</i> .....	92
<i>Figura 5-1: Diagrama simulación ejemplo controlabilidad</i> .....	94
<i>Figura 5-2: Diagrama simulación ejemplo controlabilidad II</i> .....	96
<i>Figura 5-3: Dinámica Swarm</i> .....	104
<i>Figura 5-4: Algoritmo básico de un algoritmo genético</i> .....	106
<i>Figura 5-5: Función objetivo del algoritmo genético</i> .....	107
<i>Figura 6-1: Representación modal</i> .....	112
<i>Figura 6-2: Workspace MATLAB</i> .....	113
<i>Figura 6-3: Workspace MATLAB II</i> .....	114
<i>Figura 6-4: Representación polar</i> .....	126
<i>Figura 6-5: Factores de participación</i> .....	127
<i>Figura 6-6: Parámetros de salida</i> .....	128
<i>Figura 6-7: Parámetros de entrada</i> .....	129
<i>Figura 6-8: Análisis modal</i> .....	131
<i>Figura 6-9. Representación polar</i> .....	132
<i>Figura 6-10: Factores de participación</i> .....	133
<i>Figura 6-11: Retraso de fase ideal</i> .....	135
<i>Figura 6-12: Ajuste de fase PSS generador 1</i> .....	137
<i>Figura 6-13: Ajuste de fase PSS generador 2</i> .....	138



<i>Figura 6-14: Ajuste de fase generador 3.....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 6-15: Ajuste de fase PSS generador 4.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 6-16: Lugar de las raíces.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 6-17: Análisis modal con PSS's.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 6-18: Lugar de las raíces detallado con PSS's .....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 6-19: Comparativa del lugar de las raíces.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 6-20: Amortiguamiento de modo inestable.....</i>	<i>145</i>
<i>Figura 6-21: Respuesta de PSS .....</i>	<i>146</i>
<i>Figura 6-22: Respuesta de tensiones sin PSS's.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 6-23: Respuesta de potencia mecánica sin PSS's .....</i>	<i>148</i>
<i>Figura 6-24: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's .....</i>	<i>149</i>
<i>Figura 6-25: Respuesta de tensiones con PSS's .....</i>	<i>150</i>
<i>Figura 6-26: Respuesta de potencia mecánica con PSS's.....</i>	<i>151</i>
<i>Figura 6-27: Respuesta de potencia eléctrica con PSS's .....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 6-28: Unifilar sistema 16 generadores.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 6-29: Análisis modal sin PSS's en sistema de 16 generadores.....</i>	<i>154</i>
<i>Figura 6-30: Representación modal detallada sin PSS's.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 6-31: Factores de participación modo 25 .....</i>	<i>157</i>
<i>Figura 6-32: Factores de participación modo 32 .....</i>	<i>158</i>
<i>Figura 6-33: Factores de participación modo 34 .....</i>	<i>159</i>
<i>Figura 6-34: Factores de participación modo 36 .....</i>	<i>160</i>
<i>Figura 6-35: Factores de participación modo 41 .....</i>	<i>161</i>
<i>Figura 6-36: Factores de participación modo 43 .....</i>	<i>162</i>
<i>Figura 6-37: Factores de participación modo 57 .....</i>	<i>163</i>
<i>Figura 6-38: Ajuste de fase PSS generador 2.....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 6-39: Respuesta natural PSS generador 2.....</i>	<i>165</i>
<i>Figura 6-40: Ajuste de fase PSS generador 3.....</i>	<i>166</i>
<i>Figura 6-41: Ajuste de fase PSS generador 9.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura 6-42: Ajuste de fase PSS generador 10.....</i>	<i>168</i>
<i>Figura 6-43: Ajuste de fase generador 11.....</i>	<i>169</i>



<i>Figura 6-44: Ajuste de fase PSS generador 12.....</i>	<i>170</i>
<i>Figura 6-45: Ajuste de fase PSS generador 13.....</i>	<i>171</i>
<i>Figura 6-46: Análisis modal con PSS's sistema de 16 generadores.....</i>	<i>172</i>
<i>Figura 6-47: Representación modal detallada con PSS's.....</i>	<i>173</i>
<i>Figura 6-48: Comparativa del lugar de las raíces con y sin PSS's .....</i>	<i>174</i>
<i>Figura 6-49: Comparativa detallada del lugar de las raíces con y sin PSS's II .....</i>	<i>175</i>
<i>Figura 6-50: Respuesta de tensiones sin PSS's.....</i>	<i>176</i>
<i>Figura 6-51: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's.....</i>	<i>177</i>
<i>Figura 6-52: Respuesta de tensiones con PSS's.....</i>	<i>178</i>
<i>Figura 6-53: Respuesta potencia eléctrica con PSS's.....</i>	<i>179</i>
<i>Figura 6-54 Análisis modal sin PSS's en sistema de 16 generadores.....</i>	<i>181</i>
<i>Figura 6-55 Representación modal detallada sin PSS's.....</i>	<i>182</i>
<i>Figura 6-56: Factores de participación modo 42 .....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 6-57: Factores de participación modo 31 .....</i>	<i>185</i>
<i>Figura 6-58: Factores de participación modo 35 .....</i>	<i>186</i>
<i>Figura 6-59: Factores de participación modo 56 .....</i>	<i>187</i>
<i>Figura 6-60: Factores de participación modo 40 .....</i>	<i>188</i>
<i>Figura 6-61: Respuesta modal del sistema con PSS's.....</i>	<i>190</i>
<i>Figura 6-62: Respuesta modal detallada .....</i>	<i>191</i>
<i>Figura 6-63: Respuesta de tensiones sin PSS's.....</i>	<i>192</i>
<i>Figura 6-64: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's.....</i>	<i>193</i>
<i>Figura 6-65: Respuesta de tensiones con PSS's.....</i>	<i>194</i>
<i>Figura 6-66: Respuesta de potencia eléctrica con PSS's.....</i>	<i>195</i>



## **ÍNDICE DE TABLAS**

<i>Tabla 1: Tipos y Funciones de FACTS.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 2: Comparativa controladores.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 3: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento .....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 4: Tabla de valores mac_state .....</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 5: Autovector modo 1 .....</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 6: Autovectores de modos 19 y 20 .....</i>	<i>123</i>
<i>Tabla 7: Estados del ángulo del rotor .....</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 8: Valores de los diferentes factores de participación.....</i>	<i>133</i>
<i>Tabla 9: Valores resumen. Sintonización PSS .....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 10: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento .....</i>	<i>155</i>
<i>Tabla 11: Modos del ángulo del rotor.....</i>	<i>156</i>
<i>Tabla 12: Valores de los factores de participación modo 25 .....</i>	<i>157</i>
<i>Tabla 13: Valores de los factores de participación del modo 32.....</i>	<i>158</i>
<i>Tabla 14: Valores de los factores de participación del modo 34.....</i>	<i>159</i>
<i>Tabla 15: Valores de los factores de participación del modo 36.....</i>	<i>160</i>
<i>Tabla 16: Valores de los factores de participación del modo 41.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabla 17: Valores de los factores de participación del modo 43.....</i>	<i>162</i>
<i>Tabla 18: Valores de los factores de participación del modo 57.....</i>	<i>163</i>
<i>Tabla 19: Valores resumen. Sintonización PSS 16 generadores .....</i>	<i>171</i>
<i>Tabla 20: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento .....</i>	<i>182</i>
<i>Tabla 21: Modos del ángulo del rotor.....</i>	<i>183</i>
<i>Tabla 22: Valores resumen. Sintonización PSS .....</i>	<i>188</i>



## ÍNDICE DE SÍMBOLOS

VARIABLE	DEFINICIÓN
A	Matriz de estados.
AVR	Reguladores de tensión.
B	Matriz de entradas o controlabilidad.
B	Susceptancia.
B'	Matriz de controlabilidad modal.
B(*,j)	jésima columna de la matriz de controlabilidad.
C	Matriz de salidas u observabilidad.
C	Condensador.
C'	Matriz de observabilidad modal.
C(i,*)	iésima columna de la matriz de observabilidad.
D	Matriz de transmisión directa o proalimentación.
$e_{i,j}$	jésimo elemento de error.
$E_{gx}$	Fuentes de tensión.
f	Frecuencia.
p	Factor de participación
G(s)	Función de transferencia del sistema en dominio de la frecuencia.
$G_{i,j}$	Función de transferencia entre iésima salida y jésima entrada.
H	Constante de inercia a la velocidad de sincronización.
$H_z$	Hercios
I	Matriz identidad.
J	Jacobiana del sistema.
J	Constante de inercia
k	Ganancia del estabilizador.
$k_s$	Componente sincronizante del par
$k_D$	Componente amortiguante del par



$P$	Potencia activa de la carga activa controlada.
$P$	Permeancia.
$L_i$	Inductancia.
PSS	Estabilizadores de sistema de potencia.
$P_m$	Potencia mecánica.
$Q$	Potencia reactiva.
$R_i$	Residuo del autovalor $i$ .
$R_{i,j}$	Residuo entre $i$ -ésima salida y $j$ -ésima entrada.
$S_{i,j}$	Vector posición.
$t$	Tiempo.
$T_x$	Constantes de tiempo.
$T_e$	Par eléctrico.
$T_m$	Par mecánico.
$u$	Vector de entradas del sistema.
$u(s)$	Entrada del sistema en el dominio de la frecuencia.
$V_{ref}$	Tensión de referencia.
$V_{err}$	Tensión de error.
$x$	Variable de estado.
$\dot{x}$	Derivada de la variable de estado con respecto al tiempo.
$x(0)$	Condiciones iniciales de las variables de estado.
$X_x$	Reactancias, inductancias.
$y$	Vector de salidas del sistema.
$y(s)$	Salida del sistema en el dominio de frecuencia.
$Z$	Impedancias.
$\alpha$	Coordenada angular.
$\beta$	Descomposición modal
$\delta$	Ángulo del rotor.
$\lambda_i$	Autovalor $i$ .
$\Lambda$	Matriz diagonal de autovalores de la matriz $A$ .



$\xi$	Factor de amortiguamiento.
$\sigma$	Parte real del autovalor.
$\omega_d$	Frecuencia natural amortiguada.
$\omega_j$	Parte imaginaria del autovalor.
$\omega_r$	Velocidad angular
$\Phi_i$	Autovector derecho i.
$\Phi(*,k)$	késima fila de la matriz de autovectores derechos
$\Phi_m$	Flujo bobinado común
$\Phi_l$	Flujo bobinado disperso
$\Psi$	Flujo bobinado
${}^T \Psi$	Autovector izquierdo transpuesto.
$\Psi_i$	Autovector izquierdo i.
$\Psi(k,*)$	késima fila de la matriz de autovectores izquierdos.



## **ABREVIATURAS**

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
AC	Corriente alterna.
ACE	Error de control de área.
AVR	Regulador automático de tensión.
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en batería.
DC	Corriente continua.
FACTS	Sistemas flexibles de transmisión de alterna.
F.m.m	Fuerza magnetomotriz.
F.e.m	Fuerza electromotriz.
GTO	Tiristor bloqueable por puerta.
HVDC	Transmisión de energía eléctrica en alta tensión y corriente continua.
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada.
LFC	Control de potencia activa frecuencia.
LQR	Regulador cuadrático lineal.
PSS	Estabilizador de sistema de potencia.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SMIB	Sistema de una máquina síncrona conectada a un bus infinito.
SMES	Superconductor de energía.
SSR	Reactancia subsíncrona.
SSSC	Compensador serie estático o síncrono.
SVC	Compensador estático de potencia reactiva.
STATCOM	Compensador estático síncrono.
TCPST	Cambiador de fases controlado por tiristores.
TCSR	Reactor serie controlado por tiristores.





TCSC	Capacidad en serie controlada por tiristores.
TGBR	Resistencia controlada por tiristores.
UCTE	Unión para la coordinación de la transmisión de la energía.
UPFC	Controlador unificado de flujos de potencia.

# 1 INTRODUCCIÓN

En este proyecto se emplea el análisis modal con el objetivo de caracterizar las oscilaciones electromecánicas que presentan los sistemas eléctricos con el propósito de amortiguarlas y mejorar la operabilidad del mismo. Esto se conseguirá mediante la adicción y coordinación de Estabilizadores de Sistema de Potencia (PSS). Actualmente, y debido a la emergente situación eléctrica en continuo ascenso, en parte por la propia liberalización del mercado eléctrico, son cada vez más las nuevas fuentes de energía, y más las interconexiones entre otros países adyacentes como Portugal, Francia o Marruecos, as su vez interconectados con los demás países de la Unión Europea y cuya operación y coordinación está controlada por la UCTE englobando a un total de 24 países. Estos intercambios tanto como los producidos dentro de la península en lo que se puede suponer como áreas independientes, es decir, interconectadas a través de grandes líneas de transmisión, son los más propensos en la aparición de pequeñas oscilaciones en pequeña señal (entre 0.2 y 2 Hz), que pueden causar problemas en la operabilidad y calidad del sistema eléctrico, inclusive pueden dar lugar a la actuación de las protecciones pudiendo perder alguna línea de transmisión y colapsando las adyacentes.

Una propuesta eficiente y económica para la paliación de estas oscilaciones es el uso de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS). Estos dispositivos son instalados en los generadores que mayor rango de participación tenga en los modos oscilantes mal amortiguados del sistema. Su misión será la de mover hacia el semiplano izquierdo los autovalores del sistema.

## 1.1 ESTABILIDAD OSCILATORIA

Cuando se habla de estabilidad de un sistema dinámico se hace referencia a la propiedad del mismo que le permite permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales o volver a un estado de equilibrio aceptable después de haber sido afectado por una perturbación [1,2]. Para el caso de los

sistemas eléctricos de potencia, el término estabilidad implica que todas las máquinas síncronas del sistema permanezcan en sincronismo unas con otras. Así mismo, cuando se habla de un sistema de potencia inestable, se considera que las máquinas del mismo presentan una condición de pérdida de sincronismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, el problema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia consiste en mantener la operación síncrona de todas las máquinas del sistema ante cualquier perturbación, bien sea grande o pequeña. Cuando se habla de una perturbación grande se considera un evento tal como un cortocircuito o la pérdida de una línea o generador, y cuando se habla de una perturbación pequeña se considera un evento tal como los cambios pequeños de carga. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio en el sistema lo que a su vez provoca la interacción de la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores con los campos magnéticos de los inductores, reflejándose en forma de oscilaciones en el ángulo del rotor de las máquinas síncronas (este problema se agudiza mucho más en la situación actual de los sistemas debido a la alta generación eólica, ya que por lo general los aerogeneradores no participan en el control de frecuencia tensión) [4]. El cambio en el par electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación  $\Delta T_e$  está compuesto por un componente sincronizante del par  $K_s \Delta \delta$  en fase con la desviación del ángulo del rotor, y un componente amortiguante del par  $K_D \Delta \omega_r$  en fase con la desviación de la velocidad [1,4]. Las oscilaciones electromecánicas crecientes pueden ocasionar problemas que afecten directamente al sistema eléctrico provocando entre otros los siguientes efectos:

- Pérdida de estabilidad dinámica
- Actuación de las protecciones
- Aumento de la probabilidad de corte de carga
- Deterioro de la calidad del servicio

- Disminución de la confiabilidad del sistema
- En algunos casos más extremos, colapso del sistema.

La combinación de la frecuencia de oscilación, amortiguamiento y diagrama de participaciones caracterizan a los modos de oscilación del sistema. Si el amortiguamiento de estos modos es pequeño o incluso negativo, podrían ocasionar un mal funcionamiento del sistema, en caso contrario podrían actuar las protecciones del sistema ocasionando en ocasiones sobrecarga en el sistema o inestabilidad de tensión .

La inestabilidad se puede presentar de dos maneras [5]:

- Oscilaciones crecientes del ángulo del rotor debido a la falta de par de amortiguamiento, lo cual da lugar a un modo de inestabilidad oscilatoria.
- Aumento del ángulo del rotor, dando lugar a un modo de inestabilidad no oscilatoria debido a la falta de par sincronizante.

Actualmente el problema de la inestabilidad no periódica ha ido eliminada gracias al uso de los reguladores de tensión (AVR) anclados a los generadores.

La manera en la que se pueden presentar las oscilaciones son las siguientes:

- Debido a pequeñas perturbaciones: Los modos de amortiguamiento del sistema llegan a ser negativos.
- Debido a grandes perturbaciones: Debido a la pérdida de alguna línea o generador por reducir de una manera repentina algún modo del sistema.
- Debido a oscilaciones forzadas: Causado por un funcionamiento en isla del sistema.

Las oscilaciones en un sistema de potencia grande se pueden presentar de las siguientes formas [5]:

- Modos locales. Se presentan cuando los generadores de una central eléctrica oscila con respecto al resto del sistema, viendo a este como una barra infinita. El rango de oscilación de estas frecuencias está comprendido entre 0.8 y 1.5 Hz.

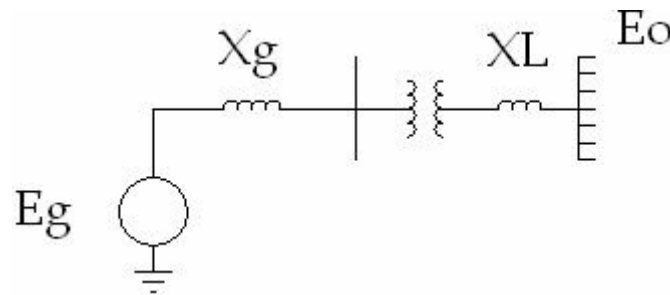


Figura 1-1:Modo Local

- Modos inter área. Se presentan cuando un grupo de generadores de una parte del sistema, oscilan con respecto a otro grupo de generadores de otra parte del sistema, siendo la débil la conexión existente entre ambos, es decir, a través de una línea de transmisión generalmente larga. Estos modos de oscilación presentan frecuencias que oscilan entre 0.3 y 0.7 Hz.

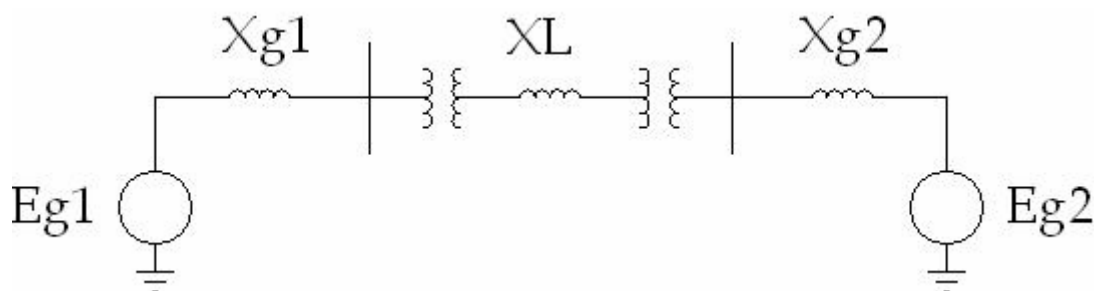


Figura 1-2: Modo inter-área

- Modos entre máquinas. Ocurre cuando en una central eléctrica existen dos o más de dos generadores y éstos oscilan entre ellos, o bien cuando existe dos centrales muy cercanas una de otra. El margen de frecuencias para este modo está comprendido entre 1.5 y 3 Hz.

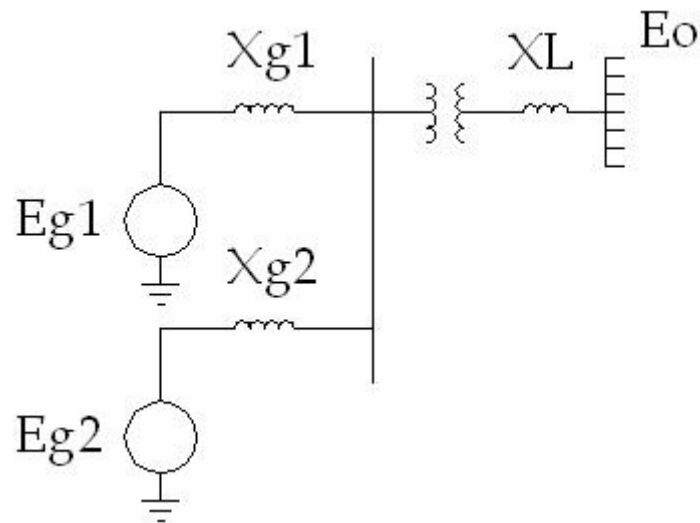


Figura 1-3: Modo entre máquinas

- Modos de control. Están asociados a los controles de los generadores, generalmente con el control de excitación de los mismos. Estos modos pueden ocasionar oscilaciones en la potencia reactiva que fluye por las líneas. Las frecuencias de oscilación son mayores a 4 Hz.

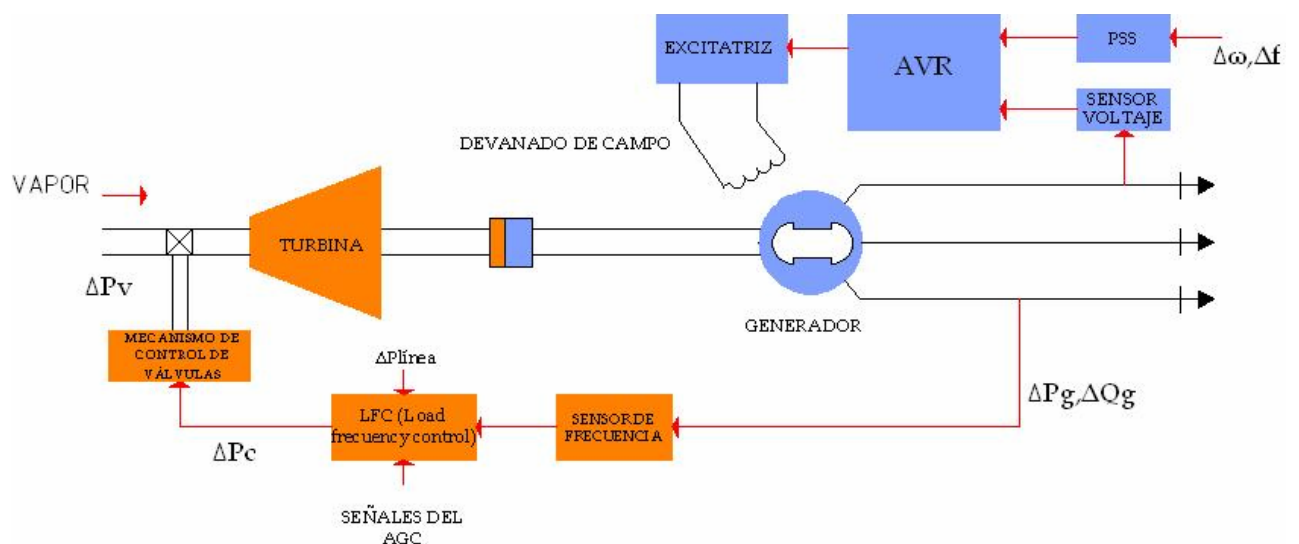


Figura 1-4: Modo de control. Controles básicos de un generador

- Modos torsionales. Están asociados con los componentes rotacionales que presenta el eje turbina-generator. Presentan frecuencias que varían en torno a 30 Hz, siendo su amortiguamiento bastante lento pudiendo tomar varios segundos en regresar al estado estable, y son debidas a ejes largos y a las cargas distribuidas que presentan los mismos. También pueden ocurrir debido a los parámetros L-C de la red.

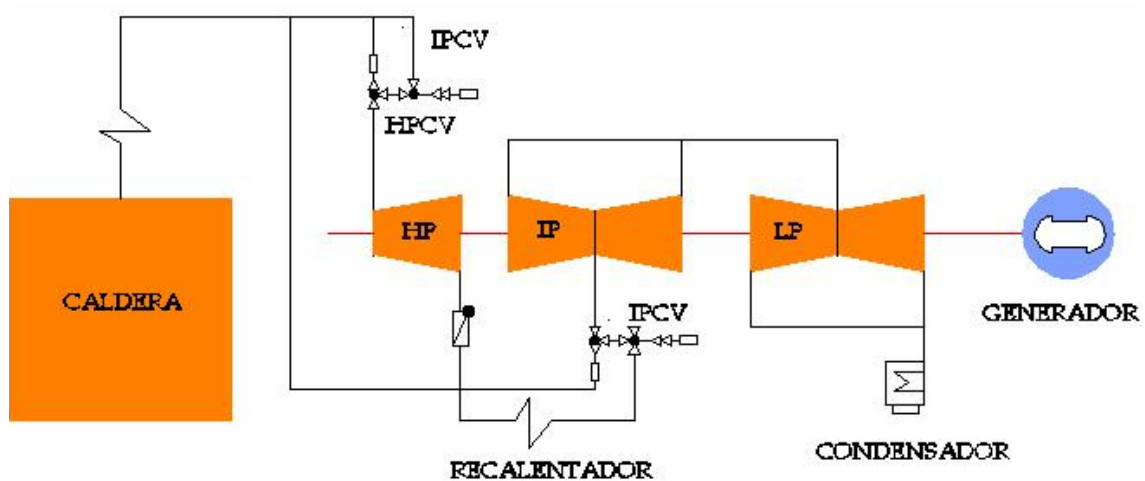


Figura 1-5: Modo torsional

## 1.2 OBJETIVOS

De acuerdo a la importancia de las pequeñas oscilaciones que abordan el sistema eléctrico en cuanto a los posibles problemas que pueden ocasionar y a la alta probabilidad de suceso de las mismas como se ha visto ya en este capítulo, este proyecto aborda el análisis de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, viendo en primer lugar una metodología para su análisis y en segundo lugar una forma de coordinar los diversos sistemas de control empleados en todo el sistema eléctrico (PSS) para solucionar el problema de estabilidad del sistema debido a modos interáreas.



### **1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO**

Capítulo 2: Este capítulo será la base para el desarrollo de este proyecto. En el se aborda la clasificación de estabilidad, análisis en pequeña señal, técnicas y dispositivos para amortiguar las oscilaciones, métodos de linealización y métodos de descomposición modal.

Capítulo 3: Se analizarán los estabilizadores de sistemas de potencia PSS, viendo su contribución al sistema eléctrico, así como las etapas de las que consta.

Capítulo 4: Se verá el modelo del generador síncrono como principal argumento de un sistema eléctrico y de las oscilaciones del mismo.

Capítulo 5: Métodos de coordinación de PSS.

Capítulo 6: Ejecución práctica.



## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD

La estabilidad de un sistema eléctrico, se define como la habilidad del mismo para recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber sido sometido a una perturbación física con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal forma que el sistema completo quede prácticamente intacto.

En la siguiente figura, se muestra la clasificación genérica de estabilidad [1,5].

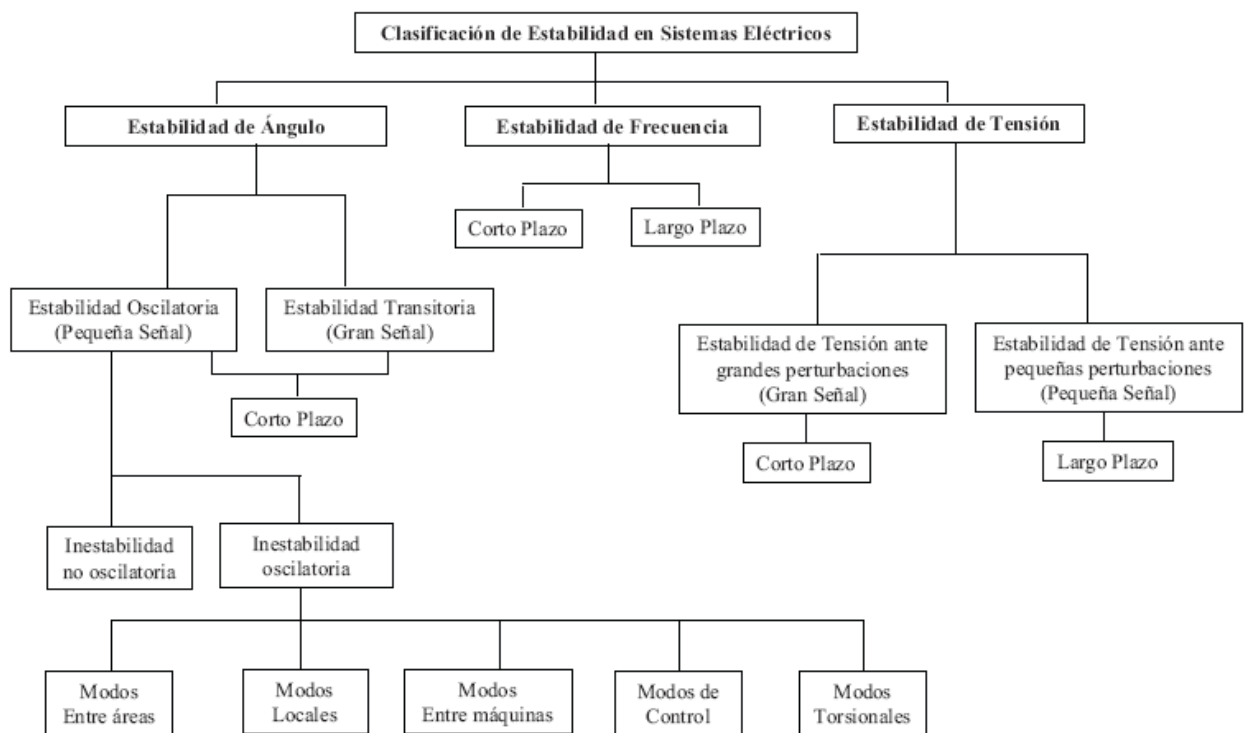


Figura 2-1: Clasificación de estabilidad

### 2.1.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO

El concepto de estabilidad del ángulo del rotor, hace referencia a la habilidad que tiene el sistema para permanecer en sincronismo después de haber sido sometido a una perturbación. En otras palabras, determina si los ángulos del par y del flujo de potencia en los generadores se mantienen en valores inferiores a los  $90^\circ$  después de haber sido sometido a una perturbación. Esta situación se podría explicar de la siguiente manera:

- El sistema de potencia se encuentra inicialmente operando en un punto de equilibrio donde el par mecánico es igual al par electromagnético en cada una de las máquinas. Cuando ocurre un cambio en el sistema, es decir, es perturbado de algún modo, los rotores de las máquinas aceleran o desaceleran haciendo que exista una diferencia angular entre las diversas máquinas que componen el sistema eléctrico, ya que unas girarán más rápido que otras. Por lo tanto esta diferencia angular hace que se produzca una diferencia de velocidad [1,6].

Dependiendo del punto de operación sobre las curvas  $P-\delta$ , un incremento angular puede ocasionar una disminución en la potencia transferida, incrementando más aún la separación angular llevando a la inestabilidad.

A su vez, la estabilidad de ángulo va a depender de la existencia de dos pares; Un par sincronizante, que irá en fase con la variación del ángulo del rotor y cuya carencia provocará una inestabilidad no oscilatoria, y un par amortiguante en fase con la variación de velocidad cuya carencia causaría una estabilidad oscilatoria [4].

Según se mostró en la Figura 2-1 se clasifica la estabilidad angular en dos grupos: Pequeña señal y gran señal.

#### 2.1.1.1 ESTABILIDAD ANGULAR EN PEQUEÑA SEÑAL

La estabilidad en pequeña señal, se define como la habilidad del sistema eléctrico de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, es decir,

aquellas que permitan la linealización de las ecuaciones del sistema. Estas perturbaciones son debidas mayoritariamente a pequeñas variaciones de carga o generación en el sistema y que por norma general ocurren con gran asiduidad en grandes sistemas eléctricos.

La estabilidad angular se puede presentar de dos formas:

- Incremento en el ángulo del rotor: Da origen a un modo de estabilidad no oscilatorio. Son debidas a la falta de par sincronizante
- Oscilaciones del rotor de amplitud creciente: Da origen a un modo de estabilidad oscilatorio y son debidas a la falta de par amortiguante.

#### 2.1.1.2 ESTABILIDAD ANGULAR EN GRAN SEÑAL

Debido a la naturaleza dinámica del sistema, en ocasiones los sistemas eléctricos deben enfrentarse ante grandes perturbaciones sufriendo oscilaciones de MVar, MW, ángulos y frecuencias de tensión en las barras etc. Aun así, estas perturbaciones no siempre tornan inestable al sistema. Así el objeto de este punto es estudiar bajo que condiciones estas perturbaciones hacen a un sistema eléctrico inestable.

El problema de inestabilidad oscilatoria se puede comprender mejor si se considera el sistema de potencia mostrado en la Figura 2-2:

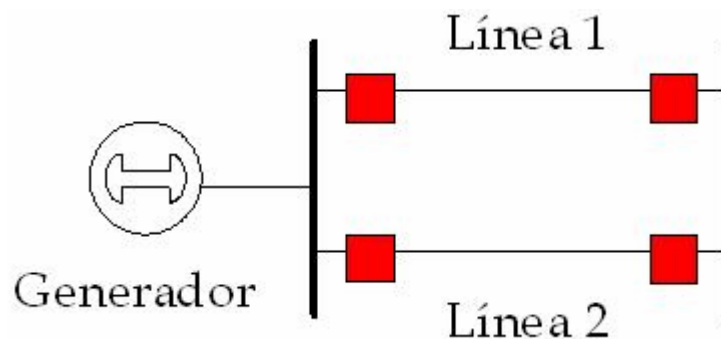


Figura 2-2: Generador conectado a barra infinita

Se parte de un punto de operación inicial, en el que el sistema se encuentra operando en condiciones normales a potencia nominal y suministrando por las dos líneas. Por causas de operaciones de mantenimiento la línea 1 queda abierta, con lo cual el generador ahora solo suministra por la línea 2 [7,8]. En la Figura 2-3 se muestra las curvas de potencia-ángulo para ambas condiciones:

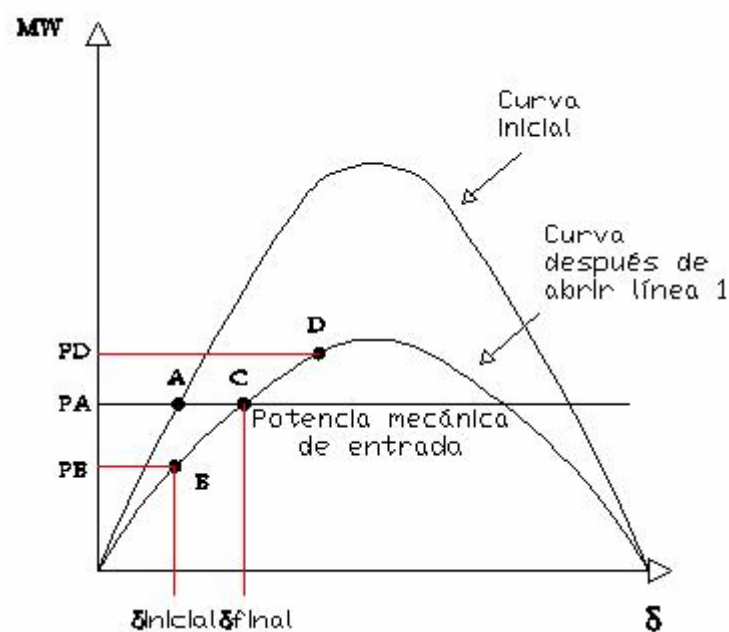


Figura 2-3: Caso estable

- Caso estable [7,8].

Cuando la línea 1 queda fuera de servicio, el generador pasa a operar en el punto B ya que el ángulo del rotor  $\delta$  no cambia instantáneamente. En este punto, la potencia mecánica es mayor a la potencia eléctrica suministrada por el generador, esto hace que el generador se acelere y por consiguiente el ángulo  $\delta$  aumenta hasta el punto C. Llegados a este punto, y pese a que las potencias eléctrica y mecánica sean iguales, el ángulo  $\delta$  seguirá aumentando (punto D) debido a la energía cinética almacenada en el rotor y que por ende debe ser disipada. En este

periodo, la energía eléctrica entregada por el generador es mayor a la potencia mecánica, motivo por el cual la velocidad del rotor disminuye por debajo de la velocidad síncrona. Este déficit de potencia hace que el ángulo  $\delta$  disminuya haciendo que el punto de operación disminuya. Con esta disposición, la potencia mecánica comienza a incrementarse nuevamente llevando al generador hacia la velocidad de sincronismo. Esto hace que el ángulo  $\delta$  llegue a un nuevo valor mayor al del punto de operación B, siendo por lo tanto la potencia mecánica aún mayor a la potencia eléctrica, razón por la cual el generador vuelve a acelerarse repitiendo la situación inicial del punto B. De esta forma se presentan varias oscilaciones con punto extremos B y D durante un determinado periodo de tiempo hasta que sean amortiguadas por las propias pérdidas del sistema. Una vez amortiguadas, el sistema llega a un nuevo punto de equilibrio C girando a la velocidad de sincronismo.

- Caso inestable [7,8]

En un caso inestable como se muestra en la Figura 2-4, cuando la línea 2 se abre por motivos por ejemplo de mantenimiento, el sistema pasa del punto A al punto B1 y luego al punto D1. Un caso inestable vendría por ejemplo con la incorporación de sistemas de excitación en los generadores que actúan para mantener la magnitud de tensión constante, con lo cual la oscilación ya no terminaría en un punto entre B1 y D1, sino que sobrepasaría los  $90^\circ$  continuando por ejemplo hasta el punto B2. Esto hace que la energía almacenada en el rotor sea mayor y el punto de operación se traslada hasta D2. Por lo tanto, las oscilaciones en lugar de amortiguarse de manera natural, estas aumentan de magnitud haciendo que se llegue hasta el punto B3, donde la máquina pasa a funcionar como motor entregándose más energía a la oscilación. Finalmente en el punto D3 el sistema se vuelve inestable.

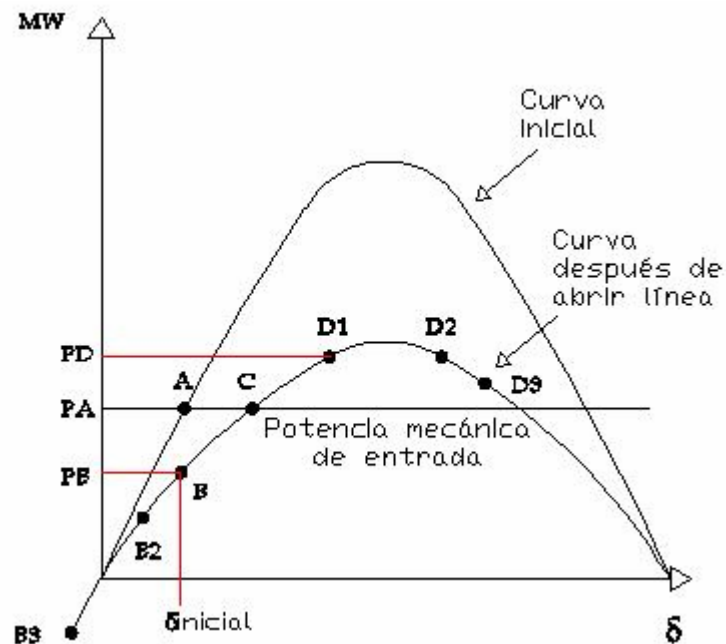


Figura 2-4: Caso inestable

### 2.1.2 ESTABILIDAD TENSION

Habilidad de sistema para mantener las tensiones constantes en todos los buses del sistema después de haber sido sometido a una perturbación. Depende del equilibrio Carga-Generación.

Para ilustrar un problema de estabilidad de tensión consideremos el caso más sencillo, que consiste en una carga alimentada a través de una línea, tal como muestra en la Figura 2-5. Suponemos que la tensión en la fuente de alimentación es uno por unidad, y que el ángulo de la impedancia de la línea es  $10^\circ$ , un valor típico para una línea de transporte. La carga se define a partir de su potencia activa y su factor de potencia [1,3].

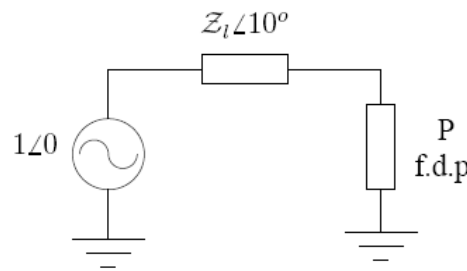


Figura 2-5: Sistema eléctrico

Dado un factor de potencia determinado, la variación de la carga provoca una variación de la tensión en la misma. La Figura 2-6, muestra las curvas que relacionan la carga con la tensión. En dicha figura, la potencia está normalizada en relación con la máxima potencia transmisible con factor de potencia uno. Puede observarse que, para cargas pequeñas, la tendencia de las tensiones a subir se postula cuando la carga es capacitiva y a bajar cuando es inductiva. Sin embargo, para cargas grandes, la tensión siempre decrece. A este respecto, conviene recordar que el desacoplamiento entre flujo de potencia activa y módulo de tensión no es válido para líneas muy cargadas [3].

Las curvas de la Figura 2-6 se llaman curva P-V o curvas de nariz, por su forma característica. Gráficas similares a ésta pueden ser calculadas para cualquier nudo de un sistema eléctrico mediante la realización de sucesivos flujos de carga. La línea discontinua representa el límite de funcionamiento del sistema: más allá de ella es imposible transmitir potencia activa. Los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables, y el sistema eléctrico nunca opera en ellos. Tampoco es posible calcular estos puntos mediante un flujo de cargas convencional, por ejemplo aplicando Newton-Raphson. Cuando un flujo de cargas no converge, frecuentemente es debido a un problema de inestabilidad local de tensión. Como puede observarse, un aumento excesivo de la carga provocaría un descenso progresivo de la tensión y, en último caso, la inestabilidad del sistema. Incluso antes de llegar al punto

inestable, las tensiones se vuelven inaceptablemente bajas. Conviene observar que la tensión cae más rápido cuando la carga es inductiva. Este mismo mecanismo puede aparecer en zonas relativamente extensas de un sistema eléctrico. Lo que en la Figura 2-6 es una carga, puede ser una zona del sistema con una demanda elevada. Y lo que es una línea, puede ser un conjunto de

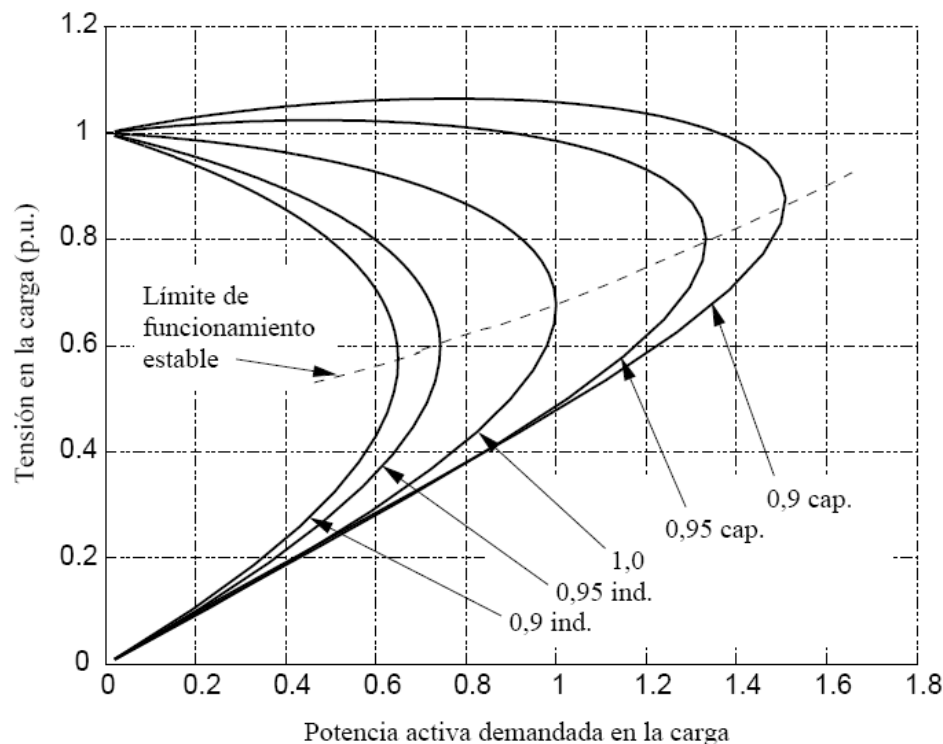


Figura 2-6: Curvas tensión-potencia

líneas más o menos mallado. En general, la inestabilidad de tensión puede aparecer en redes débiles, o bien en sistemas muy cargados donde la potencia activa tiene que recorrer un largo camino desde los generadores hasta las cargas. [1,3,7]

- Colapso de tensión :

Un colapso de tensión es un fenómeno más complejo que la inestabilidad local de tensión, y poco frecuente. Se produce como resultado de una secuencia de eventos, acompañados de un problema de inestabilidad de tensión, que



provocan un perfil bajo de tensiones en una parte extensa del sistema eléctrico. Los transformadores con cambio de tomas, y las cargas de climatización asociadas a termostatos, pueden jugar un papel importante en un colapso de tensión. Una secuencia típica de sucesos que pueden desembocar en un colapso de tensión es la siguiente [3]:

1. El sistema se encuentra con varias unidades generadoras cercanas a los puntos de consumo fuera de funcionamiento. Como consecuencia, algunas líneas de transporte están muy cargadas y quedan pocas reservas de potencia reactiva.
2. El desencadenante del colapso de tensión es la pérdida de una línea cargada, lo que provoca una carga adicional en las líneas adyacentes y un mayor consumo de reactiva.
3. Inmediatamente desciende la tensión en los centros de consumo, y en consecuencia desciende también la carga. Esto tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de tensión. Por otro lado, el control automático de tensión en los generadores incrementa la excitación y la aportación de reactiva, para recuperar la tensión en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de reactiva por los transformadores y líneas de los generadores, con la correspondiente caída de tensión. En este punto es probable que los generadores se encuentren cerca de su límite de funcionamiento térmico, tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.
4. Las líneas de distribución responden a la bajada de tensión cambiando las tomas de los transformadores reguladores, de forma que en 2-4 minutos se recupera la tensión y la carga. Esto provoca más flujo por las líneas, mayor caída de tensión en la red de transporte y más demanda de reactiva a los generadores. En un margen de tiempo más amplio, las cargas resistivas asociadas a termostatos comienzan a recuperarse al detectar un descenso de temperatura.

5. Uno a uno, los generadores van alcanzando su límite de aporte de reactiva, establecido por la máxima corriente admisible en el devanado de campo. Cuando este límite se alcanza en un generador, la tensión en sus terminales desciende. Esto provoca un incremento de la corriente en el devanado inducido, y un límite adicional de la potencia reactiva para que no se caliente el devanado inducido. La parte de reactiva que deja de producir se trasfiere a otros generadores, agravando su situación. Además, conforme desciende la tensión, las baterías de condensadores en paralelo repartidas por el sistema son menos eficientes.
6. El proceso puede provocar una caída amplia y generalizada de tensión. En esta situación puede perderse el sincronismo entre generadores, y llegar a un apagón más o menos extenso.

### **2.1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA**

Habilidad de un SEP para mantener la frecuencia constante tras una perturbación severa [1].

La frecuencia de la onda de tensión, al igual que el valor eficaz y la forma sinusoidal, es uno de los parámetros que debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones excesivas de la frecuencia pueden provocar el funcionamiento incorrecto de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, relojes y automatismos basados precisamente en la frecuencia de alimentación, o motores que pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados. La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente, todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, lo que quiere decir que en cualquiera de ellos, la frecuencia de giro multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (50 Hz). Mientras persiste el

régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual (descontando las pérdidas) al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, aumentará el par electromagnético en los generadores, de manera que comenzarán a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuirá progresivamente. Otra forma de considerar esta dependencia es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas (descontando las pérdidas). Si la potencia mecánica permanece constante, pero en un momento dado aumenta la potencia eléctrica consumida en las cargas, el incremento de demanda eléctrica sólo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. Al disminuir la energía cinética en los generadores síncronos, sus ejes disminuyen progresivamente su velocidad, de modo que la frecuencia eléctrica del sistema disminuye. [3,9]

En aras a la sencillez se muestra un *ejemplo*: [3]

Supongamos un sistema en régimen permanente, con una frecuencia de 50 Hz, en el que se demandan 10000 MW, y en el que la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas es  $W_c = 100000$  MJ. Si en un momento dado la demanda aumenta 100 MW, podemos escribir:

$$\frac{dW_c}{dt} = -100MW \quad (2.1)$$

Por otro lado, en el instante inicial

$$\frac{dW_c}{dt} = \frac{d\left(\frac{1}{2} J \omega^2\right)}{dt} = J \omega_o \frac{d\omega}{dt} = 2 \frac{\frac{1}{2} J \omega_o^2}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = 2 \times 100000 MJ \frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} \quad (2.2)$$

Donde  $J$  es la inercia de todas las máquinas rotativas,  $\omega$  es la frecuencia en radianes por segundo y  $\omega_o$  es la frecuencia inicial. Igualando las expresiones

anteriores, y despejando la variación inicial de frecuencia respecto a la frecuencia inicial:

$$\frac{1}{\omega_o} \frac{\partial \omega}{\partial t} = \frac{-100MW}{2 \times 100000MJ} = -0,0005s^{-1} \quad (2.3)$$

Lo cual indica que, en el sistema considerado, un incremento de demanda de 100 MW, es decir, del 1%, provoca que la frecuencia comience a caer a razón de un 0,05% cada segundo, es decir,  $0,0005s^{-1} \times 50 \text{ Hz} = 25\text{mHz/s} = 1,5 \text{ Hz/min}$ . Si no actuase algún mecanismo corrector, esta pequeña variación de carga provocaría un colapso del sistema en unos pocos minutos. Por tanto, es necesario un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema no varíe significativamente. Este sistema de control trata de mantener una frecuencia de referencia que depende de cada sistema y que es, o bien 50 Hz (por ejemplo en Europa), o bien 60 Hz (por ejemplo en Estados Unidos).

## 2.2 ANÁLISIS DE PEQUEÑA SEÑAL

Los autovalores de la matriz de estado poseen toda la información de la frecuencia de oscilación. Con estas frecuencias podemos estudiar la estabilidad en pequeña señal  $\rightarrow$  Análisis modal.

Para modelar el comportamiento dinámico se utilizan un grupo de ecuaciones no lineales de la forma [4,10]:

$$\dot{x} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i=1,2,\dots,n \quad (2.4)$$

Donde  $n$  es el orden del sistema y  $r$  es el número de entradas. Si las derivadas de las variables no son funciones explícitas del tiempo, se puede escribir como [4,11]:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.5)$$

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (2.6)$$

Donde  $n$  contiene las variables de estado del sistema, el vector  $u$  contiene las entradas del sistema y  $\dot{x}$  contiene las derivadas de las variables de estado respecto del tiempo.

La ecuación que relaciona pues la entrada, salida y variable de estado se puede representar como sigue [4,11].

$$\begin{aligned} y &= g(x, u) \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (2.7)$$

Sabiendo que una perturbación se considera pequeña cuando se pueden linealizar las ecuaciones que describen la respuesta del sistema, se puede expresar la linealización de las ecuaciones de estado respecto aun punto de operación por [4,11]:

$$\left( \dot{x} + \Delta \dot{x} \right) = f(x + \Delta x, u + \Delta u) \quad (2.8)$$

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u$$

Siendo :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}; D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

Donde:

$\Delta x$  es la variación del vector de estado  $n$ .

$\Delta y$  es la variación del vector de salidas  $m$ .

$\Delta u$ : Es la variación del vector de entradas  $r$ .

$A$ : Es la matriz de estado  $n \times n$ .

$B$ : Es la matriz de entrada  $n \times r$ .

$C$ : Es la matriz de salida  $m \times n$ .

$D$ : Es la matriz de transmisión directa.

Representado en un diagrama de bloques el sistema con la condición inicial

$\Delta x=0$  resultaría del siguiente modo:

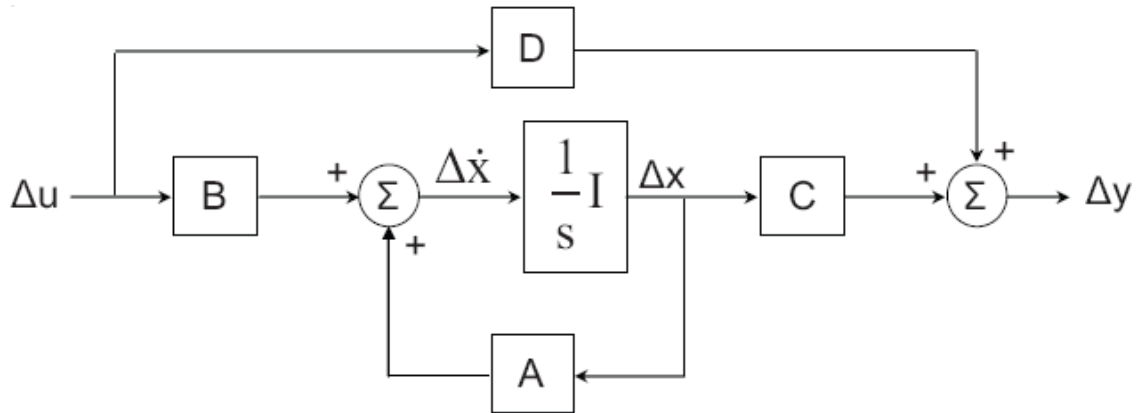


Figura 2-7: Diagrama de bloques del espacio de estado

▪ Autovalores y estabilidad [11]

Una vez conseguido el espacio de estado para el SEP de forma general, podemos analizar la estabilidad en pequeña señal tomando la transformada de Laplace. Con ello se obtiene:

$$\begin{aligned}\Delta x(s) &= \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] \\ \Delta y(s) &= C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s)\end{aligned}\quad (2.9)$$

los polos de  $\Delta x$  y  $\Delta y$  son las raíces.

Por otro lado los valores de  $s$  que satisfacen la ecuación:

$$\det(sI - A) = 0 \quad (2.10)$$

son los autovalores de la matriz  $A$ , y se pueden calcular como:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.11).$$

Los **autovalores** pueden ser reales o complejos y son de la forma :

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.12)$$

El **sistema** será **estable** si todos los **autovalores** están situados en la **parte izquierda** del eje imaginario del plano complejo

De los autovalores se puede obtener:

$$\text{Frecuencia de oscilación} \rightarrow f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.13)$$

$$\text{Amortiguamiento} \rightarrow \xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.14)$$

- Autovectores y matrices modales [11,12]

Dado un  $\Phi_i$  que satisfaga:

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (2.15)$$

se le conoce como autovector derecho de A asociado con el autovalor  $i$ . Por el contrario dado un  $\psi_i$  que satisfaga:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (2.16)$$

se le conoce como autovector izquierdo de A asociado con el autovalor  $i$ . Los componentes del autovector derecho indican la actividad relativa de cada variable en el modo  $i$ -ésimo, mientras que los componentes del autovector izquierdo pesa las condiciones iniciales en el modo  $i$ -ésimo.

$$\text{Ambos autovectores están relacionados, siendo su relación } \Psi\Phi = I \quad (2.17)$$

- Factores de participación [11]

Proveen una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación. La matriz de participación puede expresarse como:

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \dots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \dots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$$\text{El elemento } p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ki} \quad (2.19)$$

muestra la medida de participación de la variable de estado  $k$ -ésima en el modo  $i$ -ésimo, y viceversa.

- Representación en el plano de fase.



La representación en el plano de fase no es más que tomar como ejes de coordenadas las distintas variables de estado. Sobre el mismo plano de fase se pueden trazar diferentes trayectorias obtenidas con distintas condiciones iniciales. Al conjunto de todas estas trayectorias se le llama retrato de fase. A continuación se muestra los retratos de fase más comunes de sistemas lineales estables y de sistemas inestables. Cabe mencionar que la forma de estos retratos dependerá de cuáles y cómo sean los valores propios de la matriz  $A$ . Las flechas rojas indican el sentido en el que se recorre la trayectoria en función del tiempo.



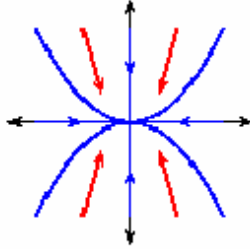
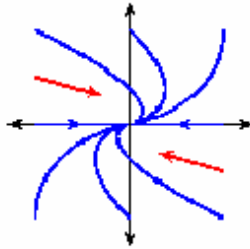
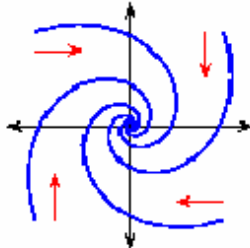
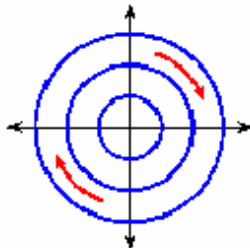
Nombre	Retrato	e-valores	Ejemplo
<i>Estable</i>		Reales Negativos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -2 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^{-2t}$	
<i>Estable de multiplicidad 2</i>		Reales Negativos Repetidos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = (x_{10} + tx_{20})e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^{-t}$	
<i>Sifón</i>		Complejos de Parte Real Negativa	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 2 \\ -2 & -1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{-2t} \cos t + x_{20}e^{-2t} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10}e^{-2t} \sin t + x_{20}e^{-2t} \cos t$	
<i>Centro</i>		Imaginarios puros	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10} \cos t + x_{20} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10} \sin t + x_{20} \cos t$	

Figura 2-8: Retrasos de fase inestables típicos

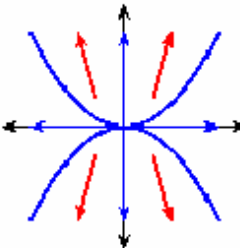
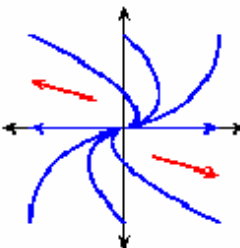
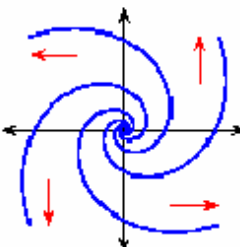
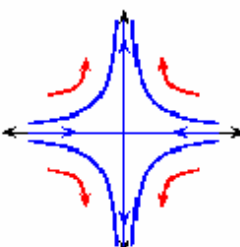
Nombre	Retrato	e-valores	Ejemplo
<i>Inestable</i>		Reales Positivos	$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 2 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^t$ $x_2(t) = x_{20}e^{2t}$	
<i>Inestable de multiplicidad 2</i>		Reales Positivos Repetidos	$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = (x_{10} + tx_{20})e^t$ $x_2(t) = x_{20}e^t$	
<i>Fuente</i>		Complejos de Parte Real Positiva.	$A = \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ -2 & 1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{2t} \cos t + x_{20}e^{2t} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10}e^{2t} \sin t + x_{20}e^{2t} \cos t$	
<i>Punto de Silla</i>		Reales de Signo Diferente	$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^t$	

Figura 2-9: Retrasos de fase inestables típicos II

Donde las funciones exponenciales se obtienen de resolver la ecuación de estado no homogénea.

Partiendo de:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \tag{2.20}$$

La solución suponiendo que el instante inicial es igual a cero:



$$x(t) = e^{At} x(0) + \int_0^t e^{A(t-\tau)} Bu(\tau) d\tau \quad (2.21)$$

Pero en cambio, si la solución inicial no es cero, sino que viene dada por  $t_0$ , la solución vendrá dada por:

$$x(t) = e^{A(t-t_0)} x(t_0) + \int_{t_0}^t e^{A(t-\tau)} Bu(\tau) d\tau \quad (2.22)$$

## 3 GENERADOR SÍNCRONO

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Los estudios de estabilidad de pequeña señal y de estabilidad constituyen un método sumamente eficaz para el planeamiento, funcionamiento, optimización y análisis del comportamiento de los sistemas de potencia bajo perturbaciones. Para poder desarrollar estos estudios es necesario contar con modelos matemáticos de la máquina síncrona, excitatrices y los sistemas de control involucrados en el desempeño dinámico del sistema en general. Por lo tanto, los resultados derivados de los estudios de estabilidad de pequeña señal y de estabilidad transitoria, dependen directamente de los modelos matemáticos de los elementos que influyen en el desarrollo de dichos estudios.

El modelo formal de la máquina síncrona se dio por primera vez en los inicios de la década de 1920 por los trabajos desarrollados por Grabiell Kron [13]. Hoy en día existen modelos ampliamente difundidos, los cuales se basan en la transformación de Park. Los modelos matemáticos de la máquina síncrona dependen inherentemente de la determinación de los parámetros que hacen que el modelo sean representativo del sistema al que modela por lo que se describe las técnicas para la obtención de dichos parámetros.

Bajo perturbaciones de pequeña señal, mediana y gran escala durante pequeños intervalos de tiempo es necesario que la máquina síncrona opere satisfactoriamente, para esto se deben implementar ciertas estrategias de control. Las variables que se controlan en un sistema son la frecuencia, la potencia activa, el voltaje y la potencia reactiva. De aquí nacen los lazos de control de potencia activa – frecuencia, el control automático de la generación, los sistemas de control de excitación y los PSS. Debido a que estos dos sistemas de control están pobremente acoplados es posible realizar dos estrategias de control independiente.

Las desviaciones de frecuencia en un sistema eléctrico se deben a los cambios de la demanda de energía, esto afecta directamente a la máquina síncrona, si ésta no está dotada de un sistema de control adecuado, puede no operar bajo las condiciones deseadas. Además dichas desviaciones pueden distorsionar el intercambio programado entre los enlaces que se dan en sistemas de áreas múltiples. Por lo tanto, se analizan y se simulan los diferentes elementos del lazo de control de potencia activa – frecuencia y el control automático de la generación analizando cada uno de los modelos de los elementos que intervienen durante un cambio de potencia activa de la red.

Los sistemas de control de excitación y los estabilizadores de sistemas de potencia son los principales encargados de controlar la estabilidad de un sistema eléctrico bajo perturbaciones severas y de pequeña escala, esto fue un fenómeno que fue reconocido durante los años cincuenta y que se encuentra bajo constante investigación. Su influencia sobre la estabilización de las unidades de generación y sobre el sistema de potencia en general se estudia a través del desarrollo de los modelos matemáticos como se verá en capítulos posteriores.

### **3.2 CONCEPTOS GENERALES**

Como cualquier máquina eléctrica, la máquina síncrona puede funcionar como motor o como generador. En funcionamiento como generador la máquina síncrona se caracteriza por poder generar tanto potencia activa como potencia reactiva, siendo el control de ambas potencias casi independiente.

Como motor la máquina síncrona se utiliza en potencias reducidas (motores síncronos de imanes permanentes) y en potencias muy elevadas (motores síncronos de rotor devanado); por el contrario en potencias medias y altas no se utiliza el motor síncrono por ser más caro que el asíncrono. El principal inconveniente del motor síncrono de imanes permanentes es su elevado precio respecto a las máquinas asíncronas, por contra sus ventajas son un reducido momento de inercia, un mayor rendimiento y refrigeración sencilla

(consecuencia de no tener pérdidas por efecto Joule en el rotor), un reducido peso y volumen y un control más sencillo que el de las máquinas asíncronas.

Por lo que se refiere al motor síncrono de rotor devanado, la principal ventaja es poder trabajar con factor de potencia regulable, con lo cual se puede trabajar bien con factor de potencia unidad (en cuyo caso el convertidor electrónico es más reducido, ya que se dimensiona para una potencia aparente igual a la potencia activa) o bien con factor de potencia capacitivo (en cuyo caso es posible trabajar con convertidores electrónicos con tiristores, cuyos semiconductores son apagados por la máquina, lo cual permite prescindir de redes de apagado de los tiristores).

La máquina síncrona dispone de un inducido (habitualmente ubicado en el estator) compuesto por tres arrollamientos desfasados  $120^\circ$  eléctricos. El devanado inductor (habitualmente alojado en el rotor) se alimenta a partir de una fuente de corriente continua.

Además de los devanados mencionados la máquina síncrona puede disponer (no siempre) de un devanado amortiguador, ubicado generalmente en el rotor. El devanado amortiguador es necesario porque en los regímenes transitorios, tales como variaciones del par motor o pérdida de carga, la máquina responde de forma oscilante, esto es, la velocidad de giro deja de ser la de sincronismo durante unos pocos ciclos. [14,15]

Estas oscilaciones pueden sacar a la máquina de sincronismo. Los devanados amortiguadores crean un par que tiende a recuperar el sincronismo. En los regímenes permanentes el campo gira en sincronismo con el rotor, por lo que los devanados amortiguadores no llevan corriente. En algunas máquinas las cuñas de cierre de las ranuras donde va alojado el devanado de campo son metálicas y están interconectadas entre sí formando un devanado amortiguador. [14,15]

El rotor de una máquina síncrona puede ser liso o de polos salientes. Los rotores de polos salientes están formados por chapas magnéticas apiladas. Se emplean en máquinas de velocidad reducida; en este caso se ha de disponer un

elevado número de polos en el rotor, por lo que estas máquinas suelen tener gran diámetro y reducida longitud axial. En estas condiciones, la fabricación de máquinas de polos salientes es más fácil y económica. Las máquinas con este tipo de rotores tienen un elevado momento de inercia (lo cual es favorable para evitar que la máquina se salga de sincronismo).

Los rotores lisos se emplean en máquinas de alta velocidad en las que no sería posible disponer polos salientes debido a los elevados esfuerzos centrífugos. Este tipo de rotores suelen ser largos y de reducido diámetro. Suelen ser macizos, con lo que las corrientes de Foucault pueden circular libremente por la masa del rotor; debido a ello este tipo de máquinas no suele disponer de devanados amortiguadores.

### **3.3 HIPÓTESIS SIMPLIFICATIVAS. REFERENCIAS ADOPTADAS**

En una máquina síncrona los devanados de inducido crean un campo magnético cuya distribución en el espacio es próxima a la senoidal. El contenido en armónicos de esta onda depende de lo cuidado que esté realizado el devanado y no de la forma de onda de las corrientes inyectadas. En lo sucesivo admitiremos que la forma de onda de la onda de f.m.m. es senoidal. El estudio de los armónicos de la onda debería hacerse por separado si es que interesa.

Se desprecian las pérdidas por histéresis en el circuito magnético, y no se considerarán las corrientes de Foucault en el estator. Se desprecia la saturación (puede ser tenida en cuenta en su caso con un modelo más perfeccionado).

La intensidad del devanado de campo se tomará positiva cuando entre por el terminal positivo. Dado que la aplicación fundamental de la máquina es trabajar como generador, para el devanado de inducido se adoptarán las referencias correspondientes a este régimen de trabajo (generador). No obstante, las ecuaciones que se obtendrán son también válidas para el estudio de motores, cambiando el signo de las corrientes en las ecuaciones.

El caso general que se considerará es el de una máquina de polos salientes con devanado de campo y devanados amortiguadores. Las ecuaciones que se obtendrán serán válidas tanto para máquinas de rotor liso como para máquinas de polos salientes, tanto para máquinas con devanado de campo como para máquinas de imanes permanentes, tanto para máquinas con devanados amortiguadores como para máquinas sin ellos, ya que los casos indicados son casos particulares de un modelo más general. Las ecuaciones también son aplicables a motores de reluctancia.

Por lo que se refiere a los ángulos, se considerará que un ángulo es positivo cuando se mide en sentido antihorario (correspondientemente la velocidad).

### 3.4 ECUACIONES DE DOS INDUCTANCIAS ACOPLADAS

El enfoque que se adoptará es el de considerar la máquina como un conjunto de inductancias acopladas, con lo cual es interesante plantear someramente la ecuación de dos inductancias acopladas. Con las referencias adoptadas correspondientes a convenio de signos motor para ambos devanados, se cumple: [14,15,16]

$$\begin{aligned} u_1 &= R_1 i_1 + \frac{d\psi_1}{dt} \\ u_2 &= R_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Los enlaces de flujo que concatenan a la bobina 1 son creados por ambas bobinas.

Cada una de las bobinas crea un flujo, parte del cual concatena a la otra bobina y parte del cual es flujo de dispersión:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= N_1(\phi_{11} + \phi_{m1}) + N_2\phi_{m2} \\ \psi_2 &= N_2(\phi_{12} + \phi_{m2}) + N_1\phi_{m1} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Donde  $\phi_{m1}$  es la aportación al flujo común de la bobina 1 y  $\phi_{11}$  es el flujo disperso de la bobina 1. El signo que relaciona intensidades y flujos depende



de la referencia de corriente, en el caso de las ecuaciones anteriores la referencia es motor. Nótese, que tomando referencia “motor”, intensidades positivas contribuyen a crear flujo; si se hubiera adoptado convenio “generador” para uno de los dos arrollamientos, la aplicación de la regla del sacacorchos nos hubiera mostrado que las intensidades se oponen al flujo. Físicamente esto supone que en un transformador el agente que transmite la energía entre primario y secundario es el campo magnético, de modo que el primario entrega energía al campo magnético (tiende a hacer crecer el flujo) mientras que el secundario extrae energía del campo magnético (tiende a reducir el flujo).

La inductancia propia y mutua de las bobinas es:

$$\begin{aligned} L_{11} &= \frac{N_1(\phi_{l1} + \phi_{m1})}{i_1} = L_{l1} + L_{m1} \\ L_{22} &= \frac{N_2(\phi_{l2} + \phi_{m2})}{i_2} = L_{l2} + L_{m2} \\ L_{12} &= \frac{N_1\phi_{m2}}{i_2} \\ L_{21} &= \frac{N_2\phi_{m1}}{i_1} \end{aligned} \tag{3.3}$$

Donde,  $L_{11}$  es la inductancia propia de la bobina 1

$L_{l1}$  es la inductancia de dispersión de la bobina 1

$L_{m1}$  es la inductancia magnetizante de la bobina 1

$L_{12}$  es la inductancia mutua entre las bobinas 1 y 2

$L_{l2}$  es la inductancia de dispersión de la bobina 2

$L_{m2}$  es la inductancia magnetizante de la bobina 2

Teniendo en cuenta la relación entre el flujo y la fuerza magnetomotriz que lo crea,

$$\begin{aligned} \phi_{m1} &= N_1 i_1 P \\ \phi_{m2} &= N_2 i_2 P \end{aligned} \tag{3.4}$$

(Donde  $P$  es la permeancia del circuito magnético que atraviesa el flujo común) se llega

a:

$$\begin{aligned}L_{m1} &= N_1^2 P \\L_{m2} &= N_2^2 P \\L_{12} &= N_1 N_2 P\end{aligned}\tag{3.5}$$

Con lo que la relación entre las inductancias es:

$$P = \frac{L_{m1}}{N_1^2} = \frac{L_{m2}}{N_2^2} = \frac{L_{12}}{N_1 N_2}\tag{3.6}$$

También se aprecia que  $L_{12} = L_{21}$ .

El problema que se encuentra al estudiar las máquinas síncronas es que la permeabilidad del camino que atraviesan las líneas de flujo común depende de la posición del rotor, como se analizará en el siguiente apartado.

### 3.5 EJES DIRECTO Y TRANSVERSO

A la vista de la ecuación (3.5), para determinar la inductancia de un devanado hay que determinar la permeancia (o la reluctancia) que se ofrece al paso del flujo. Uno cualquiera de los devanados de inducido crea una onda de f.m.m. senoidal cuyo máximo se da en el eje magnético de la fase. El flujo creado por ese devanado atraviesa la corona del estator, el entrehierro y el rotor. La reluctancia que presenta la corona no depende de la posición del rotor respecto del eje magnético de la fase, sin embargo la reluctancia del trayecto rotor-entrehierro sí. Como casos extremos, si la onda actúa sobre el eje magnético del rotor (en adelante eje d) se tiene una reluctancia muy reducida, con lo que el flujo es elevado. [14,15]

$$\phi = \frac{F.m.m}{\mathfrak{R}_d} = F.m.m \times P_d\tag{3.7}$$

Si la onda de fmm actúa según el eje en cuadratura (en adelante eje q) la reluctancia es mayor y el flujo sería más reducido.

$$\phi = \frac{F.m.m}{\mathfrak{R}_q} = F.m.m \times P_q\tag{3.8}$$

### 3.6 MODELIZACIÓN DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

En el modelo de máquina síncrona se considerarán tres devanados fijos a,b y c, un devanado de campo y dos devanados amortiguadores. La razón de considerar dos devanados amortiguadores es que las corrientes en los devanados amortiguadores no tienen por qué tener como eje de simetría el eje del rotor (pues las únicas leyes que deben cumplir son la ley de Faraday y las leyes de Kirchhof), con lo que su flujo no tiene por qué transcurrir según el eje longitudinal y puede tener una componente según el eje transversal. Por esa razón se modela como dos devanados en cuadratura (uno según el eje longitudinal y otro según el eje transversal). El número de devanados que se utilizan para modelar el devanado amortiguador depende de hasta qué frecuencia deseamos que el modelo sea válido, y, cuando se desea abarcar un mayor margen de frecuencias, se modela como tres devanados (de inductancias y resistencias distintas):

uno según el eje longitudinal y dos según los ejes transversales. Aquí, sin embargo, sólo se considerará un devanado amortiguador según el eje longitudinal (eje d) y otro según el eje transversal (eje q). [14,15,16]

La inductancia propia de una fase cualquiera del estator se podría obtener de la ecuación (3.5). Aunque la expresión de las inductancias no se obtendrá. Como se indicó en el apartado anterior, si el rotor es de polos salientes, la reluctancia que ofrece al paso del flujo depende de la posición, con lo que, en ese caso, la inductancia dependerá de la posición del rotor. Esta inductancia habitualmente se modela (de forma simplificada) como: [14,15]

$$\begin{aligned}l_{aa} &= L_{aa0} + L_{aa1} \cos 2\varepsilon \\l_{bb} &= L_{aa0} + L_{aa1} \cos 2(\varepsilon - 120) \\l_{cc} &= L_{aa0} + L_{aa1} \cos 2(\varepsilon + 120)\end{aligned}\tag{3.9}$$

La obtención de las inductancias mutuas entre devanados es más complicada.

Aquí se indicará la manera de proceder para obtenerla (en el caso de que la máquina sea de rotor liso) y el resultado final al que se llegaría, pero no se analizará el problema en detalle. Para obtener la inductancia mutua entre dos devanados  $XX'$  e  $YY'$ , en primer lugar se obtendrá la expresión de la distribución espacial del primer armónico de f.m.m. creada por uno de los devanados: [14,15,16]

$$Fmm_{xx} = \frac{4}{\pi} N_{xx} i_{xx} \cos(\alpha - \alpha_{xx}) \quad (3.10)$$

donde  $\alpha$  es la coordenada angular de un punto cualquiera del entrehierro y  $\alpha_{xx}$  es la coordenada del eje magnético de la bobina  $XX$ . Posteriormente habría que hallar el flujo que esa onda de f.m.m. crea en el otro devanado.

$$\phi_{yy \leftarrow xx} = \int_{\alpha_{yy} - \frac{\pi}{2}}^{\alpha_{yy} + \frac{\pi}{2}} r l \mu_o \frac{Fmm_{xx}}{g} d\alpha \quad (3.11)$$

Si, además, el rotor es de polos salientes se complica más el estudio, ya que el entrehierro es variable. En cualquier caso, la expresión a la que se llegaría para las inductancias mutuas entre fases del estator es:

$$\begin{aligned} l_{ab} &= L_{ab0} + L_{ab1} \cos 2(\varepsilon - 240) \\ l_{bc} &= L_{ab0} + L_{ab1} \cos 2\varepsilon \\ l_{ca} &= L_{ab0} + L_{ab1} \cos 2(\varepsilon - 120) \end{aligned} \quad (3.12 a)$$

Aquí  $L_{ab1} = 1/2 L_{aa1}$ , mientras que  $L_{aa0}$  y  $L_{ab0}$  no guardan esta relación debido al flujo de dispersión (si se prescinde de tal flujo la relación sería idéntica). En máquinas de polos lisos, prescindiendo de la pequeña variación de reluctancia debida al rasurado del rotor  $L_{aa1} = L_{ab1} = 0$ .

Las inductancias mutuas entre los devanados rotóricos y los estatóricos son:

$$\begin{aligned} l_{af} &= L_{afd} \cos \varepsilon \\ l_{akd} &= L_{akd} \cos \varepsilon \\ l_{akq} &= -L_{akq} \sin \varepsilon \end{aligned} \quad (3.12 b)$$

Procediendo de la misma forma se llega a que la inductancia mutua entre dos bobinas desfasadas  $90^\circ$  es nula.

Con ello, las ecuaciones de la máquina son:

$$\begin{bmatrix} u_{sa} \\ u_{sb} \\ u_{sc} \\ u_f \\ u_{kd} \\ u_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & & & & & \\ & R_s & & & & \\ & & R_s & & & \\ & & & R_f & & \\ & & & & R_{kd} & \\ & & & & & R_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_{sa} \\ -i_{sb} \\ -i_{sc} \\ i_f \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \\ \psi_f \\ \psi_{kd} \\ \psi_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.13 a)$$

Con:

$$\begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \\ \psi_f \\ \psi_{kd} \\ \psi_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{aa} & l_{ab} & l_{ac} & l_{af} & l_{akd} & l_{akq} \\ l_{ba} & l_{bb} & l_{bc} & l_{bf} & l_{bkd} & l_{bkq} \\ l_{ca} & l_{cb} & l_{cc} & l_{cf} & l_{ckd} & l_{ckq} \\ l_{fa} & l_{fb} & l_{fc} & l_{ff} & l_{fk d} & 0 \\ l_{kda} & l_{kdb} & l_{kdc} & l_{kdf} & l_{kdkd} & 0 \\ l_{kqa} & l_{kqb} & l_{kqc} & 0 & 0 & l_{kqkq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_{sa} \\ -i_{sb} \\ -i_{sc} \\ i_f \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix} \quad (3.13 b)$$

que, en adelante, de forma abreviada, expresaremos como:

$$\begin{bmatrix} u_s \\ u_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_s \\ i_r \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} \quad (3.13 c)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{ss} & l_{sr} \\ l_{rs} & l_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad (3.13 d)$$

Con:

$$\begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} i_r \\ i_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_f \\ i_{kd} \\ i_{kq} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \end{bmatrix}; etc \quad (3.14)$$

Las ecuaciones diferenciales (3.13 a) son no lineales, dado que los enlaces de flujo son el producto de inductancias variables en el tiempo por corrientes variables en el tiempo.

La razón de que las inductancias sean variables en el tiempo es doble: por una parte la diferente reluctancia del rotor en los ejes directo y transversal, por otra el hecho de que el ángulo formado entre los devanados estáticos y rotóricos varía al girar el rotor.

### 3.7 TRANSFORMACIÓN DE PARK

El objetivo que se persigue es transformar las ecuaciones anteriores para llegar a unas ecuaciones diferenciales más sencillas de integrar. Las ideas básicas a la hora de transformar las ecuaciones anteriores son dos: [14,15]

- Cada uno de los devanados de inducido crea un campo magnético de configuración senoidal (eso sólo depende de cómo está hecho el devanado y no de si el devanado es atravesado por corrientes senoidales). La acción conjunta de los tres devanados también crea un campo senoidal. Lo que ocurre en la máquina depende de ese campo resultante. Por tanto la idea es representar la máquina en función de este campo resultante. Para ello definiremos el fasor espacial de corriente estática como:

$$\vec{i}_s^s(t) = \frac{2}{3} \left( i_{sa} + i_{sb} e^{j\frac{2\pi}{3}} + i_{sc} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) \quad (3.15)$$

Este fasor espacial es una intensidad compleja que circulando por el devanado  $as$  del estator crea una onda de f.m.m. igual a la que crean las tres fases en su conjunto. El fasor espacial es un número complejo cuyas componentes son:

$$\vec{i}_s^s = i_{s\alpha} + j i_{s\beta} \quad (3.16)$$

Físicamente, la transformación realizada supone sustituir los tres devanados de inducido por dos devanados  $(\alpha, \beta)$  situados, el primero de ellos en el eje magnético de la fase  $a$  y el segundo en su perpendicular y adelantado.

La constante  $2/3$  es una constante arbitraria. Con la constante elegida la transformación no es invariante en potencia, pero tiene la ventaja de que la componente  $i_{s\alpha}$  coincide con el valor máximo de la corriente en la fase  $\alpha$  del estator. Otros autores en lugar de la constante  $2/3$  utilizan la constante  $\sqrt{\frac{2}{3}}$ , lo cual presenta la ventaja de que la transformación es invariante en potencia (esto es, un balance de potencias sobre la máquina transformada arroja idéntico resultado que un balance de potencias sobre la máquina real). Por último, hay autores que como constante utilizan 1. La transformación así definida es una transformación de tres variables ( $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$  e  $i_{sc}$ ) en dos ( $i_{s\alpha}$ ,  $i_{s\beta}$ ). Sin embargo, de esta forma la transformación no sería reversible, de modo que una vez determinadas  $i_{s\alpha}$  e  $i_{s\beta}$  no sería posible obtener las intensidades de fase. Para que la transformación sea reversible la completaremos con una “intensidad homopolar”,

$$i_{s0} = \frac{(i_{sa} + i_{sb} + i_{sc})}{3} \quad (3.17)$$

de forma que la transformación se puede expresar como:

$$\begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \\ i_{s0} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

- El fasor espacial anteriormente formado está expresado en un sistema de coordenadas ligado al estator. Sin embargo, un observador ligado al estator observa una reluctancia que depende de la posición del rotor, por tanto será mejor sustituir los devanados  $\alpha$  y  $\beta$  fijos en el espacio por dos devanados que creen una onda de f.m.m., idéntica y que se encuentren girando a la velocidad del rotor, de forma que la reluctancia que se presente a las ondas de f.m.m. respectivas sea constante. Para ello se ha

de hacer un nuevo cambio de variable rotando el fasor espacial un ángulo que coincida con la posición del rotor.

$$\vec{i}_s^r = \vec{i}_s^s e^{-j\varepsilon} = (i_{s\alpha} + ji_{s\beta})(\cos \varepsilon - j\sin \varepsilon) = i_{sd} + ji_{sq} \quad (3.19)$$

O bien

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{s0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varepsilon & \sin \varepsilon & 0 \\ -\sin \varepsilon & \cos \varepsilon & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \\ i_{s0} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Las dos transformaciones anteriores pueden ser refundidas en una sola denominada transformación de Park [14,15]. Introduciendo (3.19) en (3.20) resulta:

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{s0} \end{bmatrix} = [P(\varepsilon)]^{-1} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Donde

$$[P(\varepsilon)]^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \varepsilon & \cos\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \varepsilon & -\sin\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

La transformación inversa es:

$$\begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} = [P(\varepsilon)] \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{s0} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Donde



$$[P(\varepsilon)] = \begin{bmatrix} \cos \varepsilon & -\operatorname{sen} \varepsilon & 1 \\ \cos\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) & -\operatorname{sen}\left(\varepsilon - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) & -\operatorname{sen}\left(\varepsilon + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Esta misma transformación que se realiza con las intensidades se realizará también con los flujos y con las tensiones.

Las ventajas de la transformación de Park son: [16]

- \* Despreciando el efecto de la saturación, las inductancias propias y mutuas que aparecen en los nuevos devanados son constantes.
- \* Como se estudiará posteriormente, las inductancias son obtenibles mediante ensayos.
- \* La componente homopolar frecuentemente es nula, salvo en máquinas conectadas en estrella con el neutro conectado a tierra o a la red, ya que en caso contrario la intensidad homopolar es siempre cero.
- \* Las tensiones y corrientes de eje directo y transversal son constantes en los regímenes permanentes, y varían lentamente (2 o 3 Hz) en los regímenes transitorios. En efecto, en régimen permanente senoidal la intensidad del estator es:

$$\begin{aligned} i_{sa} &= I_{\max} \operatorname{sen}(\omega_s t + \xi) \\ i_{sb} &= I_{\max} \operatorname{sen}\left(\omega_s t + \xi - \frac{2\pi}{3}\right) \\ i_{sc} &= I_{\max} \operatorname{sen}\left(\omega_s t + \xi + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (3.25)$$

$$\text{Y si } \varepsilon = \omega_s t \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} i_{sd} &= I_{\max} \operatorname{sen} \xi \\ i_{sq} &= -I_{\max} \cos \xi \end{aligned} \quad (3.27)$$

Con lo que las componentes de la intensidad son constantes.

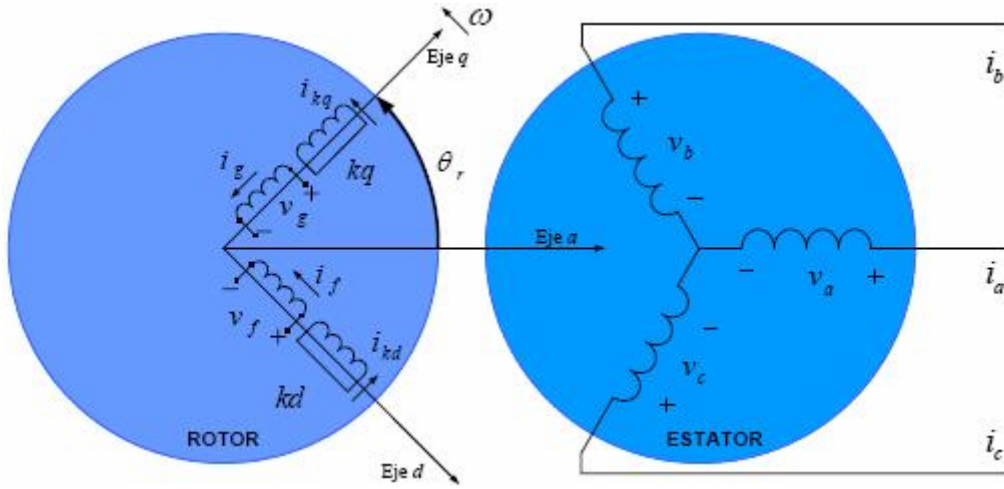


Figura 3-1: Modelo de Park de la máquina síncrona

### 3.8 ECUACIONES DE LA MÁQUINA SÍNCRONA EN VARIABLES DE PARK

Si en las ecuaciones (3.13 d) se realizara el cambio de variable. [14,15,16]

$$\begin{aligned} [\psi_s]_{dq0} &= [P(\varepsilon)]^{-1} [\psi_s]_{abc} \\ [i_s]_{abc} &= [P(\varepsilon)] [i_s]_{dq0} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Se llega a

$$\begin{aligned} [\psi_s]_{dq0} &= -[P(\varepsilon)]^{-1} [l]_{ss} [P(\varepsilon)] [i_s]_{dq0} + [P(\varepsilon)]^{-1} [l]_{sr} [i_r] = -[L_{ss}]_p [i_s]_{dq0} + [L_{sr}]_p [i_r] \\ [\psi_r] &= -[l]_{rs} [P(\varepsilon)] [i_s]_{dq0} + [l]_{rr} [i_r] = -[L_{rs}]_p [i_s]_{dq0} + [L_{rr}] [i_r] \end{aligned} \quad (3.29)$$

Con

$$[L]_p = \begin{bmatrix} [L_{ss}]_p & [L_{sr}]_p \\ [L_{rs}]_p & [L_{rr}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 & L_{afd} & L_{akd} & 0 \\ 0 & L_q & 0 & 0 & 0 & L_{akq} \\ 0 & 0 & L_0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2}{3} L_{afd} & 0 & 0 & L_{ff} & L_{fkd} & 0 \\ \frac{2}{3} L_{akd} & 0 & 0 & L_{fkd} & L_{kdkd} & 0 \\ 0 & \frac{2}{3} L_{akq} & 0 & 0 & 0 & L_{kqkq} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Donde

$$\begin{aligned}
L_d &= L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2} L_{aa1} \\
L_q &= L_{aa0} + L_{ab0} - \frac{3}{2} L_{aa1} \\
L_0 &= L_{aa0} - 2L_{ab0}
\end{aligned} \tag{3.31}$$

Como era de esperar, las nuevas inductancias propias y mutuas son constantes, ya que la reluctancia de eje directo y de eje transversal, despreciando la saturación, es constante.

Los enlaces de flujo que concatenan un devanado cualquiera alojado en el eje d (por ejemplo el devanado f) son creados solamente por los devanados alojados en ese eje. Lo mismo pasa en el eje q.

Es de notar que la matriz  $[L]_P$  no es simétrica, esto es debido a la constante  $2/3$  introducida al definir el fasor espacial y se resolverá posteriormente al expresar las ecuaciones de la máquina en p.u. con una adecuada elección de bases.

Aplicando a la ecuación (3.13d) la transformación (3.28) y

$$[u_s]_{abc} = [P(\varepsilon)][u_s]_{dq0} \tag{3.32}$$

se llega a: [16]

$$\begin{aligned}
[u_r] &= [R_r][i_r] + \frac{d}{dt}[\psi_r] \\
[u_s]_{dq0} &= -[P(\varepsilon)]^{-1}[R_s][P(\varepsilon)][i_s]_{dq0} + [P(\varepsilon)]^{-1} \frac{d}{dt} \langle [P(\varepsilon)][\psi_s]_{dq0} \rangle
\end{aligned} \tag{3.33 b/a}$$

Y operando la ecuación (3.32 a) queda

$$\begin{bmatrix} u_{s0} \\ u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} = -[R_s][i_s]_{dq0} + \begin{bmatrix} p & 0 & 0 \\ 0 & p & -\omega \\ 0 & \omega & p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{s0} \\ \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \end{bmatrix} \tag{3.34}$$

Donde  $p$  es el operador derivada.

Como se observa en la ecuación (3.34) los devanados que se encuentran en el eje d engendran f.e.m.s de transformación en el resto de los devanados alojados en el mismo eje; sin embargo, los devanados que se encuentran en el

eje q engendran f.e.m de rotación en los devanados alojados en el eje d. Las f.e.m de rotación son numéricamente más importantes que las de transformación, y, de hecho, en algunos casos, para estudiar los regímenes transitorios se desprecian las f.e.m de transformación. De hecho las f.e.m de transformación son nulas en los regímenes permanentes. [16]

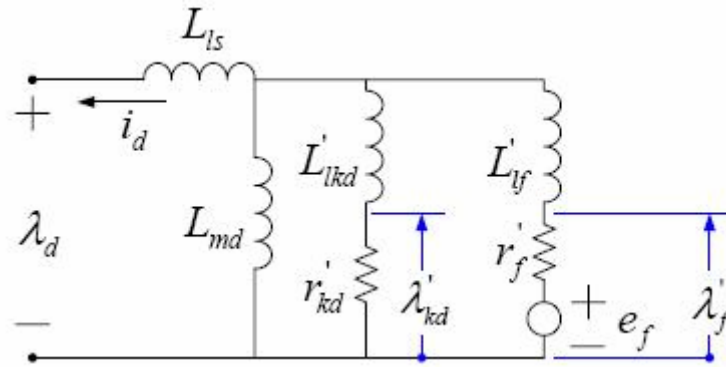


Figura 3-2: Circuito equivalente eje d

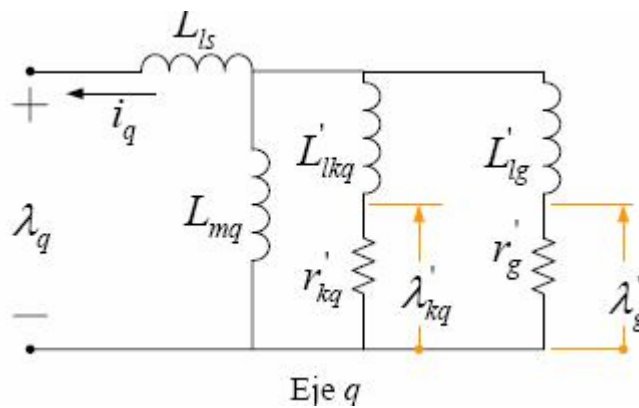


Figura 3-3: Circuito equivalente eje q

### 3.9 POTENCIA Y PAR EN LA MÁQUINA SÍNCRONA

El par electromagnético en una máquina se puede obtener como la derivada de la energía magnética almacenada en función de la posición del rotor: [14,15,16]

$$T_e = \frac{1}{2} [i] \frac{d[L]}{d\epsilon} [i] \quad (3.35)$$

Si  $[L]$  es la matriz de inductancias por fase, la expresión nos da el par por cada par de polos (dado que es la derivada de la energía magnética almacenada en un par de polos), con lo que en una máquina de 'pp' pares de polos la energía será:

$$T_e = pp \frac{1}{2} [i]^t \frac{d[L]}{d\epsilon} [i] \quad (3.36)$$

Que en el caso de la máquina en estudio queda:

$$T_e = pp \frac{1}{2} \begin{bmatrix} i_s ]_{abc}^t & [i_r ]^t \end{bmatrix} \left\langle \frac{d}{d\epsilon} \begin{bmatrix} l_{ss} ] & [l_{sr} ] \\ [l_{rs} ] & [l_{rr} ] \end{bmatrix} \right\rangle \begin{bmatrix} [i_s ]_{abc} \\ [i_r ] \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Teniendo en cuenta que las inductancias propias del rotor son constantes resulta:

$$T_e = pp \frac{1}{2} [i_s ]_{abc}^t \left\langle \frac{d[l_{ss} ]}{dt} [i_s ]_{abc} + 2 \frac{d[l_{sr} ]}{dt} [i_r ] \right\rangle \quad (3.38)$$

Realizando en la ecuación anterior el cambio de variable (3.28) resulta:

$$T_e = pp \frac{1}{2} [i_s ]_{dq0}^t [P(\epsilon)]^t \left\langle \frac{d[l_{ss} ]}{dt} [P(\epsilon)] [i_s ]_{dq0} + 2 \frac{d[l_{sr} ]}{dt} [i_r ] \right\rangle \quad (3.39)$$

Operando resulta:

$$T_e = \frac{3}{2} pp \left[ (L_{sq} - L_{sd}) i_{sd} i_{sq} + L_{akd} i_{kd} i_{sq} - L_{akq} i_{kq} i_{sd} + L_{afd} i_f i_{sq} \right] \quad (3.40)$$

En la ecuación del par se aprecian tres sumandos:

1. El primero aparece solamente cuando la inductancia de eje directo es distinta de la inductancia de eje transversal. Es el llamado par de reluctancia, que tiende a alinear el rotor con el flujo total creado por el estator.
2. El segundo aparece por la interacción de los devanados amortiguadores con la intensidad del estator, es formalmente análogo al que se produce en una máquina asíncrona.
3. El tercero es el único que depende de la intensidad que circula por el devanado de excitación. Es el par síncrono.

$$T_e = pp \frac{3}{2} (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (3.41)$$

Donde  $\psi_{sd}$  y  $\psi_{sq}$  son los enlaces de flujo por polo.

### 3.10 EXPRESIONES DE LAS ECUACIONES EN (p.u)

#### 3.10.1 ELECCIÓN DE BASES

Para expresar las ecuaciones anteriores en por unidad se ha de elegir unas magnitudes base. Algunas de las magnitudes de la base se pueden elegir libremente, pero si se desea que en las ecuaciones a las que se llega las constantes se reduzcan lo más posible, otras magnitudes de la base no se pueden elegir libremente sino que están relacionadas con las anteriores. Tomaremos como magnitudes base fundamentales para el estator: [7,16]

\* La tensión del estator: tomaremos como base el valor de cresta de la tensión nominal.

\* La intensidad del estator: tomaremos como base el valor de cresta de la tensión nominal.

\* La frecuencia: tomaremos como base la frecuencia nominal.

El resto de las magnitudes base están relacionadas con las anteriores:

\* Pulsación: tomaremos como base  $\omega_{base} = 2\pi f_{base}$  (3.42)

\* Velocidad mecánica: tomaremos como base  $\omega_{m,base} = \omega_{base} \left( \frac{2}{p_f} \right)$  (3.43)

\* Impedancias del estator  $Z_{base} = \frac{u_{base}}{i_{base}}$  (3.44)

\* Inductancia  $L_{base} = \frac{z_{base}}{\omega_{base}}$  (3.45)

\* Enlaces de flujo  $\psi_{s,base} = L_{base} i_{base} = \frac{u_{base}}{\omega_{base}}$  (3.46)

\* Potencia aparente  $3u_s i_s = \frac{3}{2} u_{base} i_{base}$  (3.47)

\* Par  $M_{base} = \frac{S_{base}}{\omega_{base}} = \frac{\frac{3}{2} pp}{2\psi_{s,base} i_{base}}$  (3.48)

\* Potencia mecánica: Se tomará como base la potencia aparente base Para los devanados rotóricos (devanado de campo, devanado amortiguador de eje d y devanado amortiguador de eje q) se tomarán las siguientes bases

\* Potencia base. La misma que para el estator, esto es, la potencia nominal de la máquina

\* Intensidad de campo base:  $i_{fbase} = \frac{L_{ad}}{L_{af}} i_{sbase}$  (3.49)

\* Intensidad base: para el devanado amortiguador de eje d:

$$i_{dkbase} = \frac{L_{ad}}{L_{akd}} i_{sbase} \quad (3.50)$$

\* Intensidad base: para el devanado amortiguador de eje q:

$$i_{qkbase} = \frac{L_{aq}}{L_{akq}} i_{sbase} \quad (3.51)$$

Donde  $L_{ad}$  y  $L_{aq}$  son la componente magnetizante de las inductancias longitudinal y transversal del estator.

$$\begin{aligned} L_d &= L_1 + L_{ad} \\ L_q &= L_1 + L_{aq} \end{aligned} \quad (3.52)$$

### 3.10.2 ECUACIONES DE LAS TENSIONES ESTATÓRICAS EN POR UNIDAD

Para obtener las ecuaciones de las tensiones estatóricas en p.u. dividiremos ambos lados de la ecuación (3.34) por la tensión base estatórica

$$\frac{u_d}{u_{base}} = -\frac{R_s}{Z_{base}} \frac{i_d}{i_{base}} + p \frac{\psi_d}{\psi_{sbase}} \frac{1}{\omega_{base}} - \frac{\psi_q}{\psi_{sbase}} \frac{\omega}{\omega_{base}}$$

Esto es

$$u_d(pu) = -R_s(pu) i_d(pu) + p \psi_d(pu) \frac{1}{\omega_{base}} - \psi_q(pu) \omega(pu) \quad (3.53)$$

De igual forma para el eje q

$$u_q(pu) = -R_s(pu) i_q(pu) + p \psi_q(pu) \frac{1}{\omega_{base}} - \psi_d(pu) \omega(pu) \quad (3.54)$$

Y para la componente homopolar

$$u_0(pu) = -R_s(pu)i_0(pu) + p\psi_0(pu)\frac{1}{\omega_{base}} \quad (3.55)$$

Nótese que en las ecuaciones anteriores el tiempo no se ha expresado en por unidad, sino que se mide en segundos

Fácilmente se puede deducir que el valor de los flujos en p.u. en función de las intensidades en p.u. y las inductancias en p.u. es

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_f + L_{ad} i_{kd} \quad (3.56)$$

La inductancia mutua entre el devanado d y el devanado de campo coincide con la inductancia mutua entre el devanado d y el devanado amortiguador de eje directo. La relación entre  $L_d$  y  $L_{ad}$  es

$$L_d = L_{ad} + L_1 \quad (3.57)$$

De igual forma

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{aq} i_{kq} \quad (3.58)$$

Con

$$L_q = L_{aq} + L_1 \quad (3.59)$$

Para la componente homopolar

$$\psi_0 = -L_0 i_0 \quad (3.60)$$

### 3.10.3 ECUACIONES DE LAS TENSIONES ROTÓRICAS EN POR UNIDAD

Para obtener las ecuaciones de las tensiones estatóricas en p.u. dividiremos ambos lados de la ecuación (3.33) por la tensión base de cada uno de los devanados: [16]

$$u_{basedevanado} = \frac{S_{base}}{i_{basedevanado}} \quad (3.61)$$

Y dado que

$$u_{fbase} = \omega_{base} \psi_{base} = Z_{fbase} i_{fbase} \quad (3.62)$$

Se llega a



$$u_f(pu) = R_f(pu)i_f(pu) + p\psi_f(pu) \quad (3.63)$$

De igual forma, para los devanados amortiguadores

$$\begin{aligned} u_{kd}(pu) &= R_{kd}(pu)i_{kd}(pu) + p\psi_{kd}(pu) \\ u_{kq}(pu) &= R_{kd}(pu)i_{kq}(pu) + p\psi_{kq}(pu) \end{aligned} \quad (3.64)$$

Donde los enlaces de flujo son

$$\begin{aligned} \psi_f &= -L_{ad}i_d + L_{ff}i_f + L_{kdd}i_{kd} \\ \psi_{kd} &= -L_{ad}i_d + L_{fkd}i_f + L_{kdkd}i_{kd} \\ \psi_{kq} &= -L_{aq}i_q + L_{kqkq}i_{kq} \end{aligned} \quad (3.65)$$

### 3.10.4 ECUACIONES DEL PAR EN POR UNIDAD

Para obtener la ecuación del par en p.u. dividiremos ambos lados de la ecuación (3.41) por el par base:[16]

$$\frac{T}{T_{base}} = \frac{pp\frac{3}{2}(\psi_d i_q - \psi_q i_d)}{\frac{3}{2}pp\psi_{sbase} i_{sbase}} = \psi_d(pu)i_q(pu) - \psi_q(pu)i_d(pu) \quad (3.66)$$

## 3.11 CONTROLES BÁSICOS DE UN GENERADOR

Debido a la gran complejidad poco a poco adquirida de los sistemas eléctricos, donde la generación, consumo y distribución ha ido creciendo de una forma exponencial, han ido surgiendo diferentes sistemas y controles que actuando sobre los generadores, han hecho cada vez más fiable y posible el suministro de electricidad y bajo unas condiciones de calidad mínimas exigibles. Los controles actuantes sobre un generador, son múltiples, pero solo algunos los más importantes a la hora de la operabilidad, control y estabilidad de los sistemas eléctricos. El siguiente esquema muestra de una manera gráfica y esquemática los controles más importantes.

Así, se describirá la importancia de cada uno de ellos.

### 3.11.1 SISTEMAS DE CONTROL LFC Y AGC

Los cambios en la potencia real (o activa) afectan principalmente a la frecuencia del sistema, mientras que la potencia reactiva afecta es menos sensitiva a los cambios de la magnitud de voltaje. Por lo tanto, es posible controlar la potencia activa y reactiva de manera independiente. El lazo de control de potencia real – Frecuencia (pf), LFC (Load Frequency Control), controla la potencia real y la frecuencia; mientras que el lazo del regulador automáticos de voltaje (AVR) o de potencia reactiva – voltaje (QV), regula la potencia reactiva y la magnitud de voltaje. El lazo LFC, adquiere importancia con el crecimiento de sistemas interconectados y ha hecho que sea posible la operación de sistemas interconectados. Hasta nuestros días, es aún la base de muchos conceptos avanzados para el control de sistemas de gran tamaño. [3,17]

En un sistema de potencia interconectado, para cada generador se instala un lazo de control de potencia real – frecuencia (Pf), denominado LFC y un regulador automático de voltaje (AVR) como lazo de control de potencia reactiva – voltaje (QV). (Véase figura 1.4) [3] ○○○○○○○○○○○○○○○○○○○

Los controladores son ajustados a una condición particular de operación y se hacen cargo de pequeños cambios en la demanda de carga para mantener la frecuencia y la magnitud de voltaje entre los límites deseados. Pequeños cambios en la potencia real son primordialmente dependientes de los cambios en el ángulo del rotor,  $\delta$ , y por lo tanto, la frecuencia. La potencia reactiva depende principalmente de la magnitud de voltaje en la excitación del generador. La constante de tiempo de la excitatriz y su decaimiento transitorio es mucho mayor y no afecta al comportamiento dinámico del LFC. Por lo tanto, el comportamiento entre el lazo de LFC y el lazo AVR es despreciable, y se puede por lo tanto analizar el control de potencia real – frecuencia y de voltaje de excitación de manera independiente. Hasta este momento se ha considerado que los efectos del control de potencia real –

frecuencia y potencia reactiva - voltaje tienen poca influencia en el funcionamiento dinámico de sus controles, esto es solamente una simplificación que se utiliza para el análisis. En realidad cuando un generador está interconectado a un sistema de potencia con otros generadores, el sistema juega un papel importante en el comportamiento de los dos lazos de control. Cuando los generadores son sincronizados, sus velocidades eléctricas actuales son idénticas, sin importar que los generadores tengan LFC [17]. En una situación como la indicada, el lazo de control LFC y principalmente los gobernadores, se encargan de controlar la distribución de potencia entre los generadores interconectados mediante el ajuste de la potencia a un nuevo valor de referencia en el gobernador. La operación de los reguladores automáticos de voltaje, AVR es similar aunque no idéntica. Los voltajes en un sistema interconectado están muy cercanos a sus valores nominales, el AVR básicamente se encarga de controlar la potencia reactiva suministrada por el generador, por lo menos hasta que el generador alcanza sus límites. En realidad, cuando el sistema interconectado cambia, es cuando el lazo LFC y AVR llevan a cabo su finalidad principal. Si se pierde carga en un sistema, los generadores se aceleran a una velocidad estable determinada por todos los gobernadores del sistema y la regulación de velocidad, que son primordialmente caídas; la potencia final es compartida por los generadores con la razón de sus valores nominales, en vista de que la caída de todos los generadores es la misma. El AVR actúa para mantener el voltaje en terminales bajo valores consistentes con el ajuste nominal y con la demanda modificada de potencia reactiva. Ambos controles actúan para minimizar los cambios de voltaje y frecuencia causados por cambios de carga pequeños y casi aleatorios, que ocurren constantemente en un sistema interconectado de potencia. Es un hecho, que existe una buena razón para considerar que lo dicho anteriormente es el propósito principal de estos controles de los generadores, y no el control local de voltaje y la velocidad del generador, como tradicionalmente se hacía. Es solo en casos extremos, cuando un generador bajo carga es súbitamente

desconectado del sistema, cuando la acción del LFC es esencialmente prevenir sobre-velocidades destructivas, y el AVR se requiere para prevenir daños por sobre-voltajes.

### **3.11.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA FRECUENCIA (LFC)**

Los objetivos operacionales del LFC son: mantener la frecuencia razonablemente uniforme, dividir la carga entre los generadores, y controlar los intercambios carga programados en las líneas de líneas de enlace [3]. El cambio en la frecuencia y la potencia real en las líneas de enlace son medidas, lo cuál es una medición del cambio en el ángulo del rotor  $\delta$ , es decir, el error  $\Delta\delta$  que debe ser corregido. Las señales de error,  $\Delta f$  y  $\Delta P$  son amplificadas, mezcladas, y finalmente transformadas en una señal de mando de potencia real  $\Delta P_v$ , la cuál es enviada a la excitatriz para realizar un incremento en el par. La excitatriz, por lo tanto, lleva el cambio en la salida del generador a un valor  $\Delta P_g$ , cambiando los valores de  $\Delta f$  y  $\Delta P$  a rangos de tolerancia razonable.

### **3.11.3 CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (AGC)**

#### **3.11.3.1 CONCEPTOS PREVIOS**

La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia [3]. Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados: [3]

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

El objetivo de la regulación secundaria, ejecutada a través de un sistema de control denominado Control Automático de la Generación (AGC, Automatic Generation Control) es corregir estos dos efectos, devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. [3]

#### **3.11.3.1.1 SISTEMA AISLADO**

En un sistema eléctrico aislado no es necesario mantener los flujos de potencia programados con ningún área vecina, por lo que la única función del control secundario es restaurar la frecuencia de referencia. Esto puede conseguirse añadiendo una acción de control suplementaria sobre la frecuencia en, al menos, uno de los generadores del sistema. Ante cualquier variación de carga la regulación secundaria es más lenta que la regulación primaria, por lo que puede considerarse que actúa una vez que ésta se ha estabilizado. Al ajustar la referencia de potencia de las unidades sobre las que actúa y así devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia (50 Hz), la regulación secundaria restaura automáticamente la generación de todas las unidades del sistema, incluso de aquellas que no participan en la regulación secundaria. [3]

El control secundario debe realizarse de forma centralizada. En caso contrario los generadores competirían entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y el sistema de control sería inestable. Por tanto, existe un único lazo de regulación, situado en un despacho de control, que mide la frecuencia, y que emite a todas las unidades que participan en la regulación secundaria las consignas de variación de generación. [3]

#### **3.11.3.1.2 SISTEMA CON DOS ÁREAS**

Consideremos un sistema eléctrico formado por dos áreas unidas a través de una línea, A efectos del control de frecuencia-potencia, podemos representar cada área mediante un único generador equivalente, que engloba el efecto de todos los generadores del área correspondiente con sus respectivos sistemas de control. Cada área es representada mediante una fuente de tensión interna detrás de una reactancia equivalente. El flujo de potencia activa a través de la línea de unión es : [3]

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (3.67)$$

Linealizando alrededor del punto de equilibrio inicial definido por  $\delta_{10}$   $\delta_{20}$ :

$$\Delta P_{12} = T_0 \Delta \delta_{12} \quad (3.68)$$

$$\text{Donde } \Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2 \quad (3.69)$$

y  $T_0$  es el par sincronizante definido como [3]:

$$T_0 = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (3.70)$$

Cada área queda representada por una máquina equivalente, con su constante de inercia  $H$  su turbina y su regulador de velocidad, y por un coeficiente de amortiguación  $D$ .

El efecto de la línea de enlace se representa mediante el término  $\Delta P_{12}$ , obtenido a partir del par sincronizante y la diferencia entre los ángulos de las tensiones internas de ambas áreas. Un valor de  $\Delta P_{12}$  positivo indica un incremento del flujo de potencia activa desde el

área 1 hacia el área 2. El control secundario debe conseguir anular  $\Delta\omega_1$ ,  $\Delta\omega_2$  y  $\Delta P_{12}$ . [3]

Se considera el efecto en régimen permanente de un incremento de carga en una de las áreas. Si, por ejemplo, se produce un incremento de demanda  $\Delta P_{l1}$  en el área uno, teniendo en cuenta que en régimen permanente la desviación de frecuencia es la misma en ambas áreas ( $\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \Delta\omega$ ), en dicha área se cumplirá [3]:

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{l1} = D_1 \Delta\omega \quad (3.71)$$

Y en el área 2:

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = D_2 \Delta\omega \quad (3.72)$$

Por otro lado, el cambio en la potencia mecánica depende de la regulación primaria, por lo que:

$$\begin{aligned} \Delta P_{m1} &= -\frac{\Delta\omega}{R_1} \\ \Delta P_{m2} &= -\frac{\Delta\omega}{R_2} \end{aligned} \quad (3.73/3.74)$$

Sustituyendo la ecuación 3.73 en 3.71 y la 3.74 en 3.72 tenemos:

$$\begin{aligned} \Delta\omega \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) &= -\Delta P_{12} - \Delta P_{l1} \\ \Delta\omega \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) &= \Delta P_{12} \end{aligned} \quad (3.75)$$

Despejando  $\Delta P_{12}$  en estas dos ecuaciones e igualando tenemos:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{l1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2}$$
$$\Delta P_{l2} = \frac{-\Delta P_{l1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (3.76/3.77)$$

Por tanto, una variación de carga en el área uno se traduce, después de la actuación del control primario, en una variación de la frecuencia del sistema de acuerdo con la ecuación (3.75), y en una variación del flujo de potencia activa entre las dos áreas de acuerdo con la ecuación (3.76). Si el incremento  $\Delta P_{l1}$  es positivo, provoca una reducción de la frecuencia y un incremento del flujo de potencia desde el área dos hacia el área uno. Este incremento de potencia representa la contribución del área dos al control primario.

Para restaurar a su valor nulo el error de frecuencia y el error de flujo de potencia entre áreas, la regulación secundaria aplica una acción de control de tipo integrador sobre una combinación de ambos errores [1,3]. La combinación entre ambos errores se realiza a través de una constante  $B$ , de forma que la entrada a los integradores es, respectivamente  $\Delta P_{l2} + B_1 \Delta\omega$  y  $\Delta P_{l1} + B_2 \Delta\omega$  [1,3]

Estos valores reciben el nombre de error de control de área (ACE, Area Control error), por lo que podemos escribir: [1,3]

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta P_{l2} + B_1 \Delta\omega \\ ACE_2 &= \Delta P_{l1} + B_2 \Delta\omega \end{aligned} \quad (3.78)$$

En general, la regulación secundaria no es realizada por todas las unidades de una misma área, sino únicamente por algunas. El Error de Control de área representa el cambio requerido en la generación de



cada área, y se expresa habitualmente en unidades de MW. Su valor numérico depende de la elección de la constante  $B$ . Si bien cualquier valor positivo de  $B$  conduce en régimen permanente a la anulación de los errores de frecuencia y de intercambio de potencia, la magnitud de  $B$  es relevante para la evolución dinámica del sistema. Un valor típico de  $B$  es [1,3]

$$B = \frac{1}{R} + D \quad (3.79)$$

En tal caso tendríamos:

$$\begin{aligned} B_1 &= \frac{1}{R_1} + D_1 = \beta_1 \\ B_2 &= \frac{1}{R_2} + D_2 = \beta_2 \end{aligned} \quad (3.80)$$

Con estos valores, y considerando las ecuaciones 3.75 y 3.76, es fácil deducir que un incremento de demanda en el área uno  $\Delta P_{11}$  conduce a los siguientes errores de control de área: en el área uno

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta \omega = \frac{-\Delta P_{11} \beta_1}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{11} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta P_{11} \quad (3.81)$$

Y en el área 2

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta \omega = \frac{-\Delta P_{11} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{11} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \quad (3.82)$$

Por tanto, tomando este valor de  $B$ , el error de control de área en el área uno resulta ser, precisamente, la potencia necesaria para suplir el incremento de demanda, y en área dos resulta ser cero, lo cual parece una buena práctica teniendo en cuenta que la demanda no ha variado en dicha área [3]. Otros valores de  $B$  conducen, naturalmente, a otros

valores del error de control de área. Es conveniente señalar que el valor de  $\beta = \frac{1}{R} + D$  en un sistema no permanece constante a lo largo del tiempo, puesto que  $R$  depende del número de generadores conectados y de sus constantes de estatismo, y  $D$  depende de la naturaleza de la carga. Por tanto, su valor puede variar significativamente entre las horas punta y valle de demanda. Habitualmente suele asignarse un valor fijo a la constante  $B$ , sancionado por la práctica, que se mantiene constante con independencia del estado del sistema. [1,3,9]

### 3.11.4 SISTEMAS DE EXCITACIÓN

El sistema de excitación de un generador síncrono, además de proveer de corriente continua al devanado de campo, contiene varias funciones de control y protección que repercuten sobre el comportamiento dinámico del sistema eléctrico.

Esta sección aborda el sistema de excitación únicamente desde el punto de vista del control de sistemas eléctricos. Desde esta perspectiva, las principales funciones de control del sistema de excitación consisten básicamente en el control de tensión y de potencia reactiva, y en la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico. También pueden repercutir sobre el sistema diversas funciones de protección, que aseguran que no se sobrepasen los límites de funcionamiento de la máquina.

La Figura 3-4 muestra los principales elementos del sistema de excitación de un generador síncrono [1,3].

**Excitatriz.** Proporciona corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, y constituye la etapa de potencia del sistema de control.

**Regulador AC.** Procesa las entradas de los sensores y proporciona una señal de control adecuada para la excitatriz. El procesamiento de las señales emplea técnicas clásicas de regulación y estabilización.

**Regulador DC.** Ajusta la tensión del devanado de campo a un determinado valor de referencia, y permite el control manual de la excitación. Se usa para controlar la excitación en situaciones especiales como ensayos, fallos del control automático, etc.

**Sensor de tensión del devanado de campo.** Este sensor permite cerrar el bucle del control manual de tensión del devanado de campo.

**Limitador por excitación máxima.** Esta protección evita el sobrecalentamiento del devanado de campo debido por sobrecorriente. Típicamente, esta protección registra la corriente por el devanado de campo.

**Limitador por excitación mínima.** Este limitador evita que la excitación descienda por debajo de un nivel que perjudique la estabilidad del generador, o que provoque el calentamiento del borde de la estructura del devanado inducido. La entrada se toma de la tensión y corriente en los terminales del generador.

**Limitador y protección V/Hz.** El objetivo de esta protección es proteger a la instalación contra un flujo magnético elevado, que podría provocar el calentamiento del circuito magnético del generador o del transformador. La relación entre tensión y frecuencia, designada como V/Hz, es proporcional al flujo magnético.

**Cortocircuito del devanado de campo (crowbar).** Esta protección se instala en algunos generadores para evitar, bien una corriente negativa en el devanado de campo, bien una tensión excesiva en el mismo, en algunas circunstancias especiales. El incidente típico que puede producir este tipo de problemas es un cortocircuito en la red. En caso de existir, esta protección proporciona un paso alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo. Este camino puede abrirse a través de un tiristor que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o también a través de una resistencia no lineal o varistor.

**Sensor de tensión y compensador de carga.** Mide la tensión en los terminales del generador, la rectifica, la filtra, y una vez convertida en una señal de

corriente continua la compara con una referencia que representa la tensión deseada. Además puede compensar la caída de tensión en el circuito de salida, con el fin de controlar la tensión en un punto distinto de las bornas del generador.

En ocasiones es conveniente controlar la tensión en un punto ficticio situado dentro del generador. Esto es interesante en el caso de dos generadores en paralelo que comparten un mismo transformador. Si los dos generadores controlasen la tensión en su nudo de conexión un generador aportaría toda la potencia reactiva mientras el otro absorbería el máximo de reactiva, dando como resultado un control inestable. El control de tensión en un punto ficticio en el interior de cada generador permite repartir la carga de potencia reactiva entre ambos.

En otras ocasiones, es conveniente controlar la tensión en un punto ficticio situado aguas abajo respecto a las bornas del generador. Puede ser interesante, por ejemplo, cuando dos generadores operan en paralelo, cada uno con su propio transformador elevador. De esta forma, es posible controlar la tensión en un punto cercano al punto de conexión común en la red de transporte, por ejemplo compensando entre un 50% y un 80% de la impedancia del transformador. No se debe compensar el 100% de la impedancia, puesto que en tal caso el control de tensión se volvería inestable. [1,3].

**Estabilizador de potencia (Power System Stabilizer PSS).** Proporciona una señal de control adicional que amortigua las oscilaciones electromecánicas en el sistema eléctrico. Esta señal de control se construye típicamente a partir de la desviación de velocidad, la frecuencia eléctrica y/o la potencia activa.

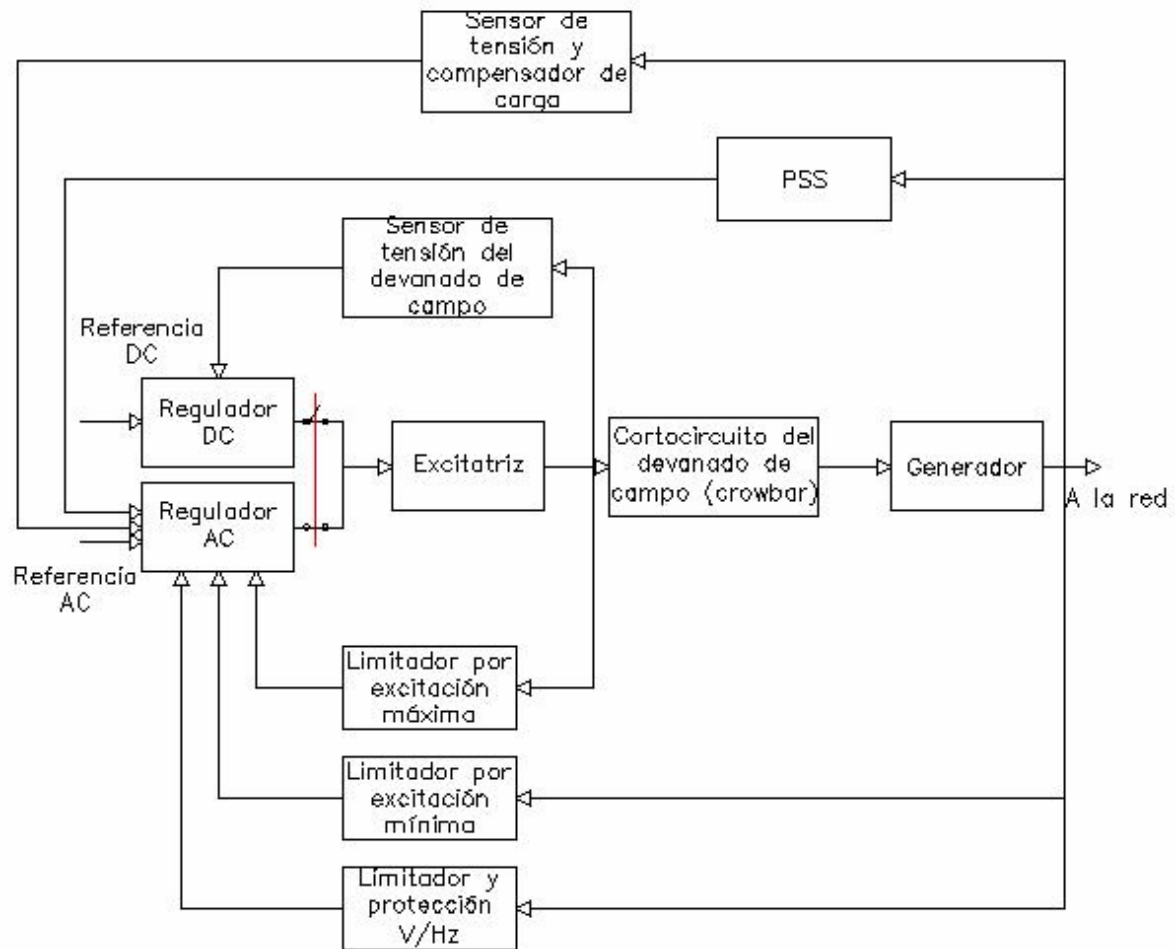


Figura 3-4: Sistema de control de excitación de un generador síncrono

### 3.11.4.1 MODELOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Actualmente existen varios modelos (12) estandarizados en diagrama de bloques según la IEEE para representar la gran variedad de sistemas de excitación. Entre los más destacados se pueden citar algunos como AC1A, AC4A, ST1A, ST2A Y el modelo DC1A [A], siendo este último uno de los más utilizados y aplicado en los sistemas involucrados en este documento. El sistema de control de dicha excitatriz viene representado por el siguiente esquema de control: [11]

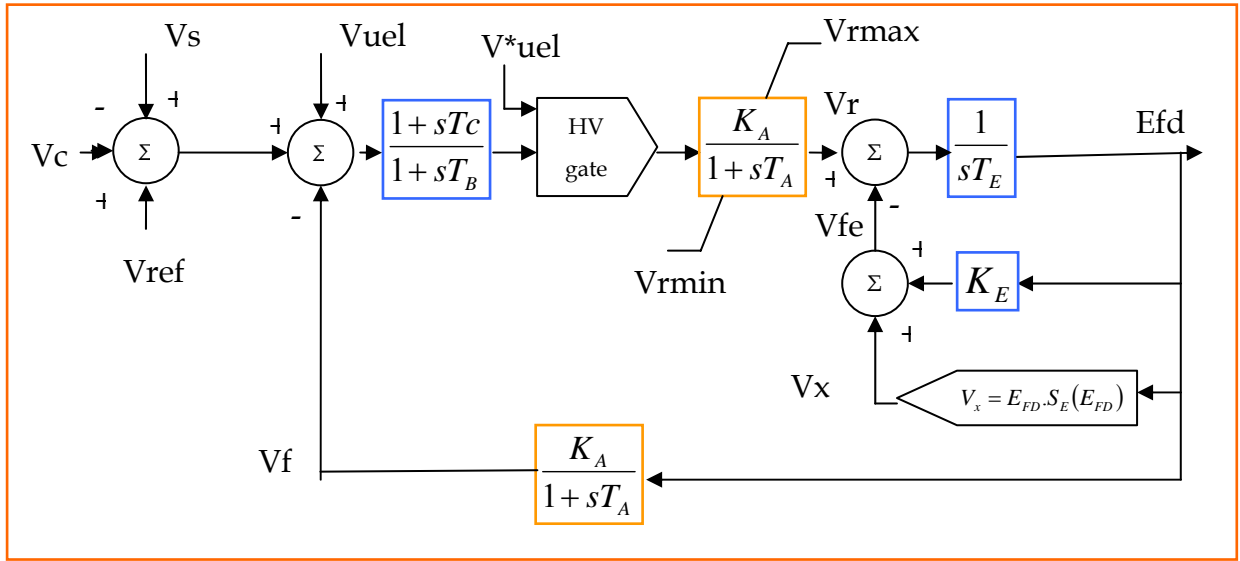


Figura 3-5: Modelo de control sistema de excitación DC1A

### 3.11.5 GOVERNOR

Para modificar la velocidad de una turbina de vapor, se suele utilizar un sistema conocido genéricamente como governor. El governor controla una válvula automática que modifica el paso de vapor a la turbina, modificando por tanto la velocidad, la cual viene fijada en función del caudal de paso. En este aspecto junto con el sistema de excitación van a contribuir a la mejora de la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Existen como se ha estado viendo varios modelos matemáticos reconocidos por la IEEE, de entre todos ellos, el modelo TGOV1 [A], es el governor utilizado en los sistemas estudiados en este documento, con lo que es preciso conocer su sistema de control ya que tendrá influencia en el estudio de estabilidad dinámica del sistema. [11]

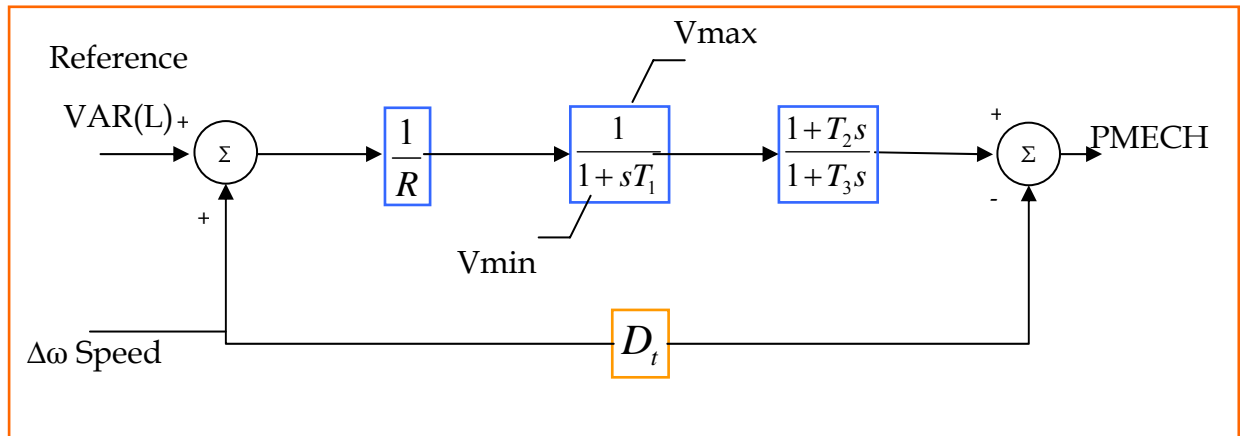


Figura 3-6: Modelo de control governor TGOV1

### 3.12 TIPOS DE GENERADORES

En la actualidad existen varios modelos de generadores estandarizados según la IEEE. Estos modelos son: GENSAL, GENDCO, GENROE, GENROU [A]

El modelo de generador más utilizado es el tipo GENROU, utilizado en los sistemas del presente documento. Por ello, y por que será de vital importancia en el estudio dinámico de estabilidad, se adjunta el modelo de control del mismo: [11]

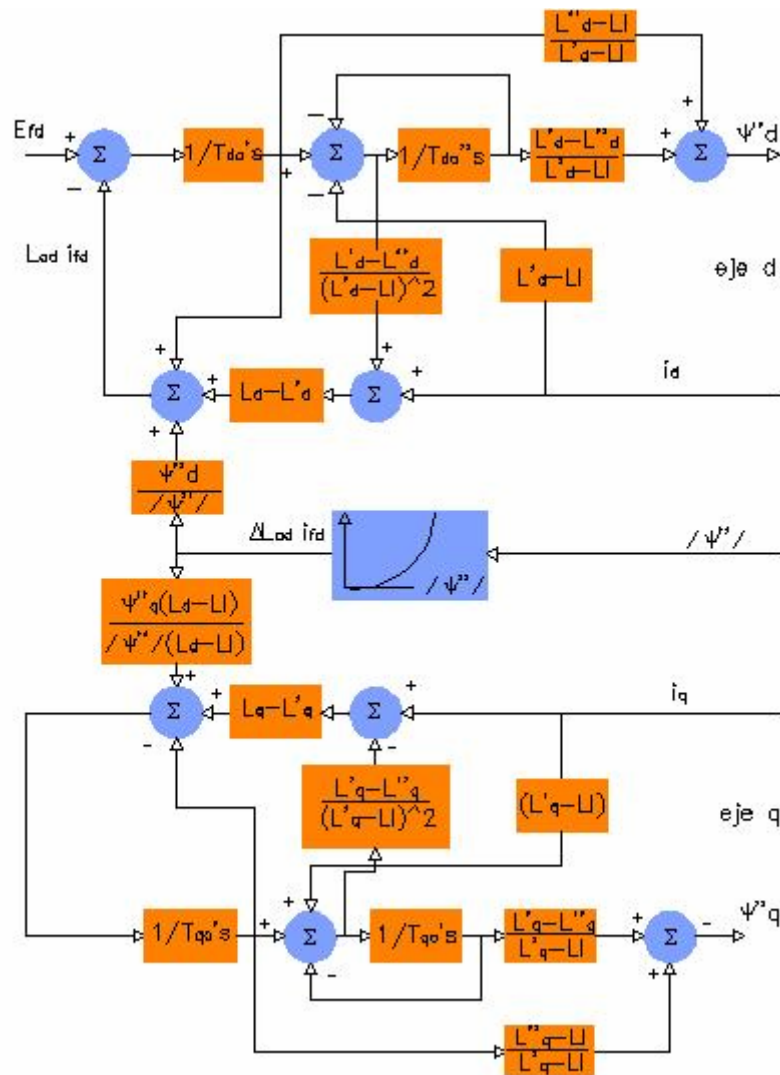


Figura 3-7: Modelo generador tipo GENROU



## 4 TÉCNICAS Y DISPOSITIVOS PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES

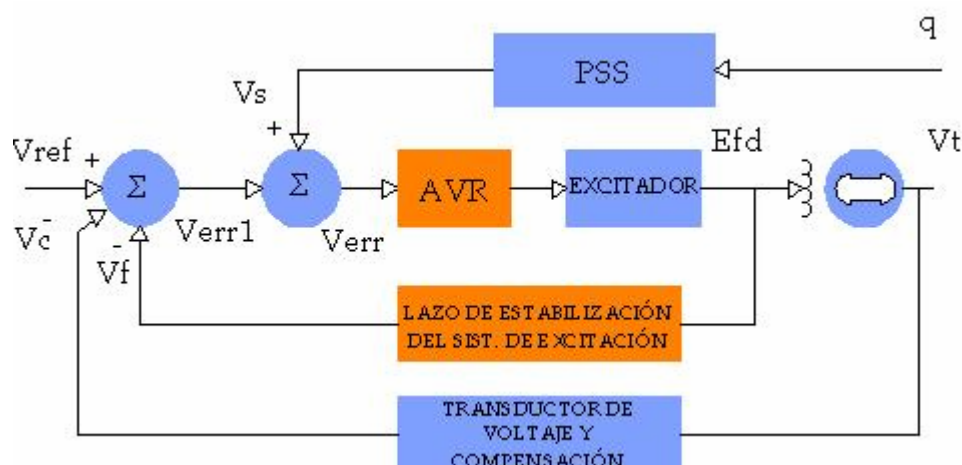
### 4.1 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS)

Cuando parecía que la acción de algunos reguladores de voltaje podría resultar en amortiguamiento negativo de las oscilaciones electromecánicas, los pss se introdujeron como un medio de mejora de amortiguamiento de oscilaciones, a través de la modulación de la excitación del generador de manera que se pudiera extender el límite de transferencia de potencia. En algunos sistemas de potencia, las oscilaciones de frecuencia pueden ser tan bajas como 0.1 Hz entre áreas, y tan altas como 40 Hz en modos de torsión.

Hoy en día los estabilizadores de sistemas de potencia o PSS son dispositivos que se utilizan para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones en el sistema de potencia a través del sistema de excitación y/o a través del sistema turbina-regulador de la unidad de generación. Además, el PSS es uno de los métodos más económicos para mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia, así como uno de los más eficientes. Es por ello por lo que se ha decidido en este proyecto llevar a cabo el amortiguamiento de oscilaciones mediante este tipo de dispositivos.

- CONCEPTOS GENERALES
- La adición de controles suplementarios al lazo del AVR (Regulador automático de Voltaje) es una de las formas más comunes de mejorar la estabilidad de pequeña señal y gran señal. La adición de lazos de control extra debe realizarse cuidadosamente ya que el AVR puede debilitar el amortiguamiento de los devanados de campo de amortiguación.

- La reducción del par de amortiguamiento se debe en principio a los efectos de la regulación de voltaje que incluye corrientes adicionales en los circuitos del rotor que se oponen a las corrientes inducidas por la desviación de velocidad del mismo
- La idea principal de la estabilización de sistemas de potencia es reconocer que en el estado estable, que se da cuando la desviación de velocidad es cero o casi cero, el controlador de voltaje debe ser manipulado solamente por el error de voltaje. Sin embargo, en el estado transitorio la velocidad del generador no es constante, las oscilaciones del rotor, y el error de voltaje se someten a oscilaciones causadas por el cambio en ángulo del rotor.
- La función del PSS es sumar una señal adicional que compense las oscilaciones del error de voltaje y que provea una componente de amortiguación que esté en fase con la desviación de velocidad del rotor.
- Esto se ilustra en la Figura 4-1, donde la señal  $V_s$  es adicionada a la señal de error de voltaje  $V_{err1}$ . En el estado estable debe ser igual a cero para que no distorsione el proceso normal del AVR.



**Figura 4-1: Lazo AVR-PSS**

#### ▪ ESTRUCTURA GENERAL

La estructura general del PSS se presenta en el siguiente esquema , donde la señal del PSS,  $V_s$ , puede ser provista de un gran número de señales de entrada diferentes medidas en los terminales del generador. La variable medida (o variables medidas) son manipuladas a través de filtros paso bajo y filtros paso altos. La señal filtrada luego es llevada a través de un elemento de adelanto y/o retraso de fase para obtener el cambio de fase requerido y, finalmente, la señal es amplificada a través de un amplificador y limitada por medio de un limitador. Cuando se diseña la compensación de fase es necesario tomar en cuenta el cambio de fase de la propia señal de entrada y aquel introducido por los filtros. Algunas veces los filtros se diseñan de tal manera que dan un cambio de fase igual a cero para las oscilaciones de frecuencia del rotor. [17]

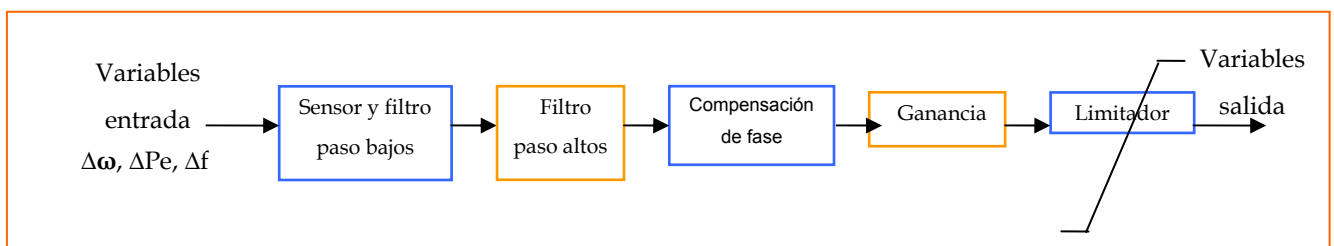


Figura 4-2: Estructura general PSS

#### 4.1.1 PSS BASADOS EN $\Delta\omega$

Una de las consideraciones más importantes en el diseño e implementación del equipo para medición de la desviación de la señal es la minimización del ruido causado por vibraciones del eje y otras causas. El nivel admisible de ruido es depende de la frecuencia.

En la aplicación de estabilizadores basados en la velocidad del eje, se ha de prestar atención a los efectos de las oscilaciones torsionales, ya que a medida que amortigua las oscilaciones del rotor, puede causar inestabilidad de los modos torsionales. Un método utilizado para subsanar este problema es la de

tomar la velocidad en un punto cercano a los nodos de los modos torsionales críticos. Además, se hace uso de filtros electrónicos para atenuar las componentes torsionales. [17]

El filtro también introduce un atraso de fase en las componentes de frecuencias más bajas, esto tiene un efecto desestabilizante en el modo de excitación, de esta manera impone un límite máximo en la ganancia permisible del estabilizador. [17]

Para superar estas limitaciones se desarrollaron los estabilizadores delta-P-omega.

#### 4.1.2 PSS DELTA-P-OMEGA

La necesidad para medir la desviación de velocidad en varios puntos a lo largo del eje puede ser eliminada por medio del cálculo de la desviación promedio de las variables eléctricas medidas.

Este principio se muestra a través de la siguiente ecuación, mediante la cuál, se aprecia como la señal proporcional de desviación de la velocidad puede ser resultante de la derivada de la potencia de aceleración. [4,17]

$$\Delta\omega_{eq} = \frac{1}{2H} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad (4.1)$$

Donde  $\Delta P_m$  es la variación de potencia mecánica,  $\Delta P_e$  es la variación de potencia eléctrica y  $\Delta\omega_{eq}$  es la desviación de potencia equivalente. El objetivo es derivar la señal de velocidad equivalente, de manera que no contenga modos torsionales. Las componentes torsionales son atenuadas mediante la integral de la señal  $\Delta P_e$ .

El problema entonces se traduce a la medición de la integral de  $\Delta P_m$  sin componentes torsionales. La integral de la potencia mecánica está relacionada con la velocidad del eje y a la potencia eléctrica a través de la siguiente expresión: [4,17]

$$\int \Delta P_m dt = 2H\Delta\omega + \int \Delta P_e dt \quad (4.2)$$

El estabilizador tipo delta-P-omega hace uso de la relación anterior para simular una señal proporcional a la integral del cambio de potencia mecánica por medio de la adición de señales proporcionales al cambio de la velocidad del eje y de la integral de la potencia eléctrica. [4,17]

Esta señal contendrá oscilaciones torsionales si no se utiliza un filtro, debido a que los cambios de potencia mecánica son relativamente lentos. La integral derivada de la señal de potencia mecánica puede ser suplementada con un filtro paso bajo para eliminar las frecuencias torsionales. [4,17]

La función de transferencia general para derivar la señal de la desviación de velocidad equivalente del rotor de las mediciones de la velocidad del rotor y de la potencia eléctrica está dada por:

$$\Delta\omega_{eq}(s) = -\frac{\Delta P_e(s)}{2Hs} + G(s) \left[ \frac{\Delta P_e(s)}{2Hs} + \Delta\omega(s) \right] \quad (4.3)$$

Donde  $G(s)$  corresponde a la función de transferencia del filtro torsional.

La Figura 4-3 presenta el diagrama de bloques del estabilizador delta-P-omega. El PSS delta-P-omega se caracteriza por sus dos entradas  $\Delta\omega$  y  $\Delta P_e$  las cuales se utilizan para calcular  $\Delta\omega_{eq}$ , esto implica que con el uso de dos señales de entrada se tendrá la posibilidad de utilizar una alta ganancia, de manera que se tendrá una buena amortiguación de las oscilaciones de potencia. [17]

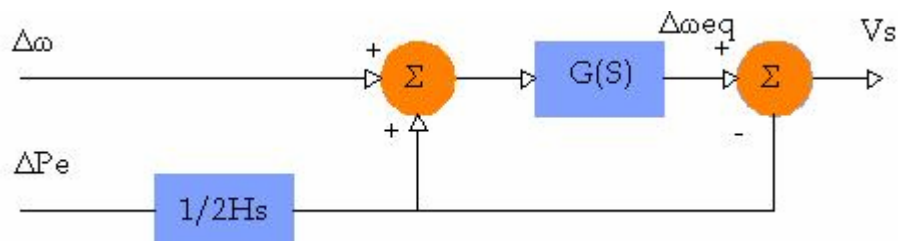


Figura 4-3: PSS delta-P-omega

### 4.1.3 PSS BASADOS EN $P_e$

Una forma simplificada del PSS mostrado en la Figura 4-3 se puede obtener despreciando la medición de la velocidad del eje y solo midiendo la potencia real del generador  $P_e$ . Con este arreglo solamente se necesita una señal de entrada pero solo puede ser utilizado cuando la potencia mecánica cambia, por ejemplo debido a control de frecuencia suplementario, este tipo de estabilizador produce oscilaciones transitorias en el voltaje y en la potencia reactiva que son innecesariamente forzadas por el PSS que ve el cambio de potencia mecánica como una oscilación de potencia.[17]

### 4.1.4 PSS BASADOS $f_{VG}$ Y $f_E$

La medición de la velocidad del eje puede ser reemplazada por la medición de la frecuencia de voltaje en terminales del generador  $f_{vg}$  o simplemente  $f$ . Normalmente, la señal Terminal de frecuencia es utilizada directamente como la señal de entrada del estabilizador, este arreglo tiene una desventaja importante pues la forma de onda del voltaje en terminales puede contener ruido producido por cargas industriales de gran dimensión tales como los hornos de arco. En algunos casos, el voltaje en terminales y la corriente se utilizan para derivar la frecuencia (denominada  $f_e$ ) del voltaje detrás de una reactancia equivalente a la de la máquina, para aproximar la velocidad del rotor de la máquina, de esta manera se obtiene un valor aproximado de  $E'$  y de la frecuencia  $f_e$ . El PSS ahora recibe dos señales: la corriente y el voltaje en terminales del generador. Al igual que en el caso de los PSS delta-omega, la ganancia es limitada por efecto de las oscilaciones torsionales del eje. [17]

### 4.1.5 MODELOS PSS

El modelo reducido y más utilizado para un PSS genérico en el análisis de sistemas de potencia, vendrá dado del siguiente modo: [4,11]

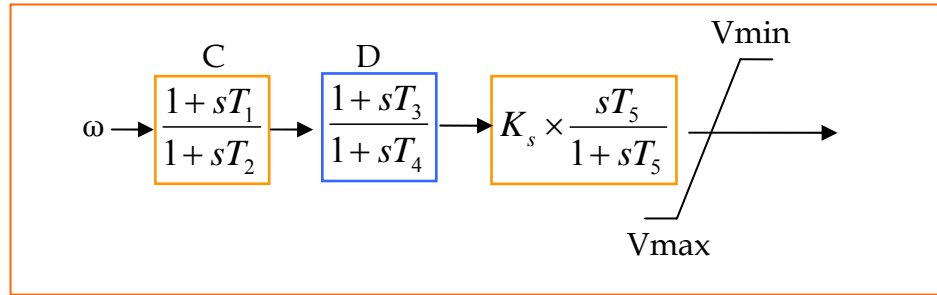


Figura 4-4: Modelo reducido PSS genérico

El bloque de compensación de fase proporciona la corrección necesaria para compensar el retardo de fase que aparece entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico. Generalmente está compuesto por dos bloques de primer orden con parámetros  $T_1, T_2, T_3$ , y  $T_4$  aunque en muchas ocasiones basta con incorporar un único bloque. [1]

El objetivo del bloque de “wash-out” consiste en asegurar que el PSS sólo reacciona frente a variaciones rápidas de la velocidad del rotor y no varíe cuando cambia el punto de trabajo. Por tanto, este bloque funciona como un filtro paso alto, dejando pasar las variaciones rápidas en  $\Delta\omega$  y eliminando las variaciones más lentas. Sin este filtro, los cambios en el punto de trabajo de la velocidad modificaría la tensión Terminal. [4]

El bloque de ganancia  $K_{pss}$  fija la cantidad de amortiguamiento que introduce el PSS. Este será uno de los parámetros más importantes del estabilizador, y motivo de estudio en este proyecto.

Los valores típicos de estos parámetros son: [4]

$K_{pss}$ : En el rango entre 0.1 a 50.

$T_1$ : Es la constante de tiempo de adelanto, del primer compensador, y su valor está comprendido entre 0.2 a 1.5 segundos.

$T_2$ : Es la constante de tiempo de retraso, del primer compensador, y su valor está comprendido entre 0.02 a 0.15 segundos.

$T_3$ : Por norma general tiene el mismo valor que  $T_1$  es decir, entre 0.1 a 50.

$T_4$ : Al igual que ocurre con  $T_1$  y  $T_3$ ,  $T_4$  suele tener el mismo valor que  $T_2$  y está comprendido entre 0.02 y 0.15 segundos.

$T_w$ : Está comprendido entre 1 y 20 segundos.

#### ▪ PSS1A

La Figura 4-5 presenta la forma generalizada de un estabilizador de sistemas de potencia. Algunas señales de entrada comunes son la velocidad, la frecuencia y la potencia, como se describió anteriormente.

La constante de tiempo  $T_6$  puede ser utilizada para representar la constante de tiempo del transductor de tensión. La ganancia del estabilizador está ajustada por el término  $K_s$ , y el filtro paso alto está determinado por la constante  $T_5$ . [4]

En el bloque siguiente,  $A_1$  y  $A_2$  permiten tomar en cuenta algunos de los efectos de baja frecuencia de los filtros torsionales. Cuando no se utilizan con este propósito, el bloque puede ser utilizado para ayudar en modelar las características de ganancia y de fase del estabilizador, si se quiere. [17]. Generalmente este bloque no suele ser utilizado.

Los siguientes dos bloques son dos etapas de compensación de adelanto y de atraso de fase, dadas por las constantes  $T_1$  a  $T_4$ : [11]

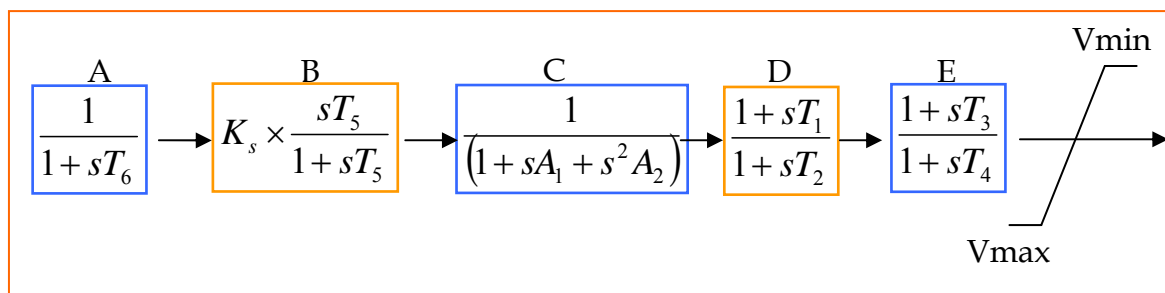


Figura 4-5: Modelo detallado PSS1A

Donde:

A: Transductor

B: Ganancia y filtro paso bajo



C: Efectos de baja frecuencia de filtros torsionales

D: Compensación adelanto-retraso de fase

E: Compensación adelanto-retraso de fase

F: Limitador

#### ▪ PSS2A

A diferencia del modelo predecesor, este modelo de PSS tiene dos entradas al lazo de control, que pueden ser en ambos casos, las entradas generalizadas vistas hasta ahora. Estas son: Variación de velocidad, variación de frecuencia, potencia eléctrica en (pu), potencia mecánica en (pu), voltaje en (pu) y derivada de la tensión en (pu). Como ya se ha comentado, las más usadas son las variaciones de frecuencia, velocidad y potencia. La descripción de cada bloque es análoga a un estabilizador tipo.

El diagrama de bloques característico de este tipo de estabilizador es el siguiente: [11]

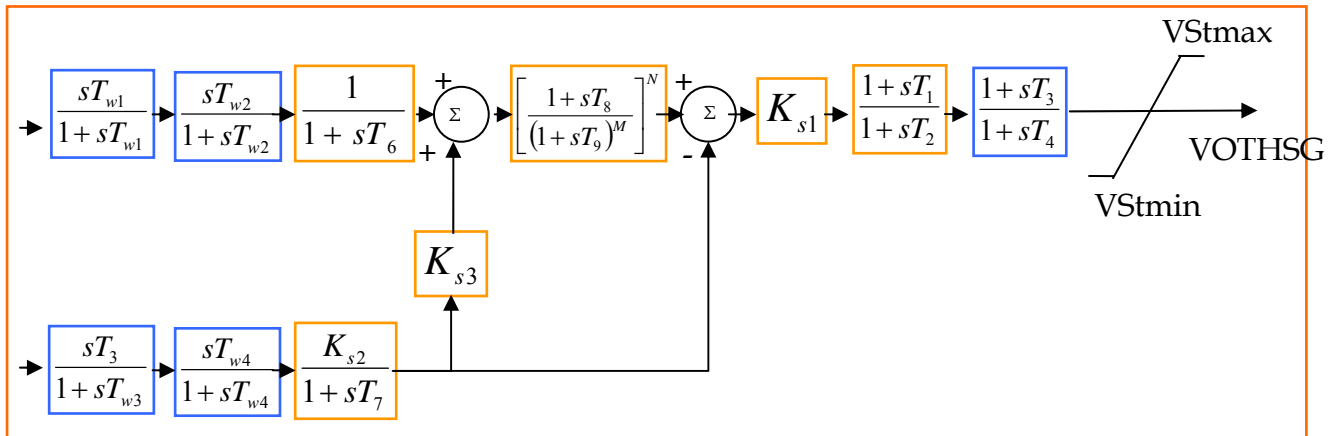


Figura 4-6: Modelo detallado PSS2A

#### ▪ PSS-PTIST1 (Microprocessor based Stabilizer)

Aunque menos utilizado, se expresa su lazo de control: [11]

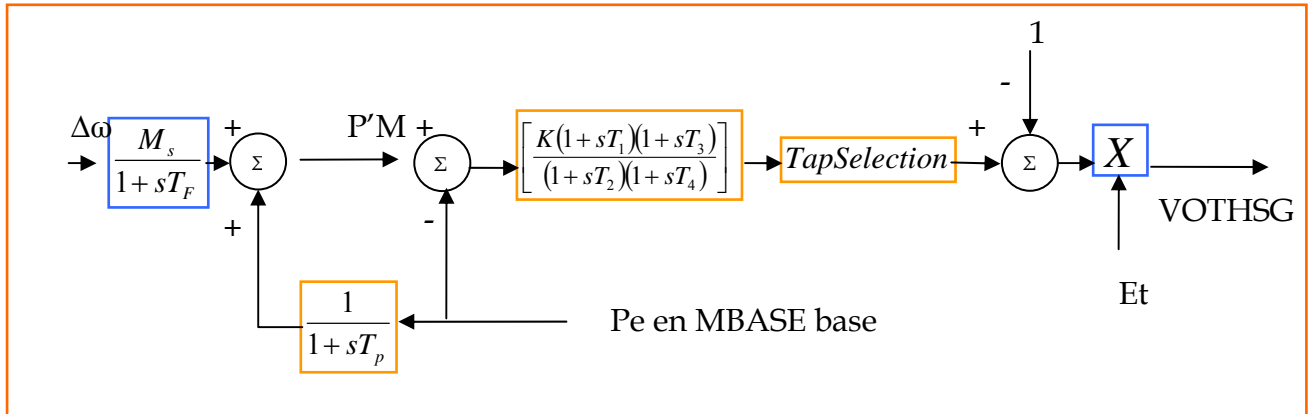


Figura 4-7: Modelo detallado PSS-PTIST1

Donde:

$$M = 2 \cdot H$$

$$T3 = 0.1 \text{ a } 0.5$$

M = Número de "Time Step"

$$T4 = 0.05 \text{ seg}$$

para el cálculo de la frecuencia.

$$K = 1 \text{ a } 10$$

$$\Delta tF = \Delta tC = 0.025 \text{ sec}$$

$$T1 = 0.1 \text{ a } 0.5$$

$$\Delta tp = 0.0125 \text{ seg}$$

$$T2 = 1 \text{ a } 3 \text{ sec.}$$

$$TF = TP = 0.2 \text{ seg.}$$

#### ▪ PSS-IEEEEST

El modelo de estabilizador IEEEEST es uno de los más utilizados en el mundo de la ingeniería eléctrica. Este será el modelo empleado en este documento en aras a la mejora de estabilidad transitoria del sistema eléctrico propuesto. El lazo de control es el siguiente: [11]

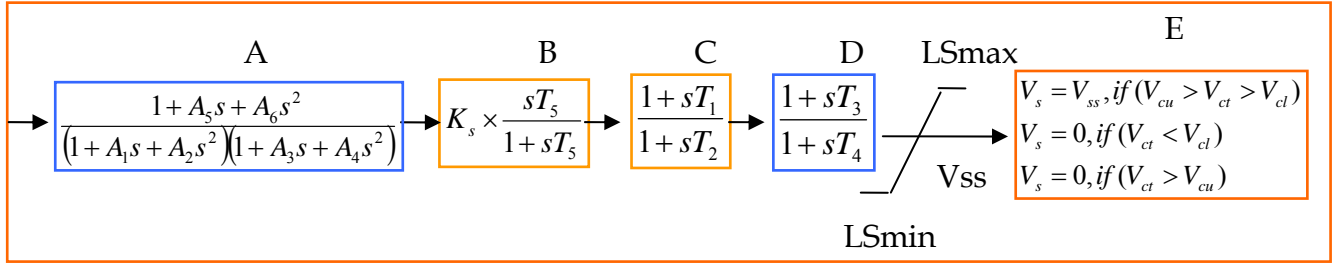


Figura 4-8: Modelo detallado PSS-IEEEST

Donde cabe mencionar el bloque E, que es un limitador para los valores de salida, y el bloque A que es un filtro de bajas frecuencias y efectos torsionales de orden superior. Los demás bloques poseen las mismas funciones descritas en modelos anteriores.

#### ▪ PSS-IEEE2ST

El sistema de control es semejante al modelo anterior, simplemente computa doble entrada con lo cual los filtros y compensaciones de fase se duplican. El filtro debido a efectos torsionales desaparece. [11]

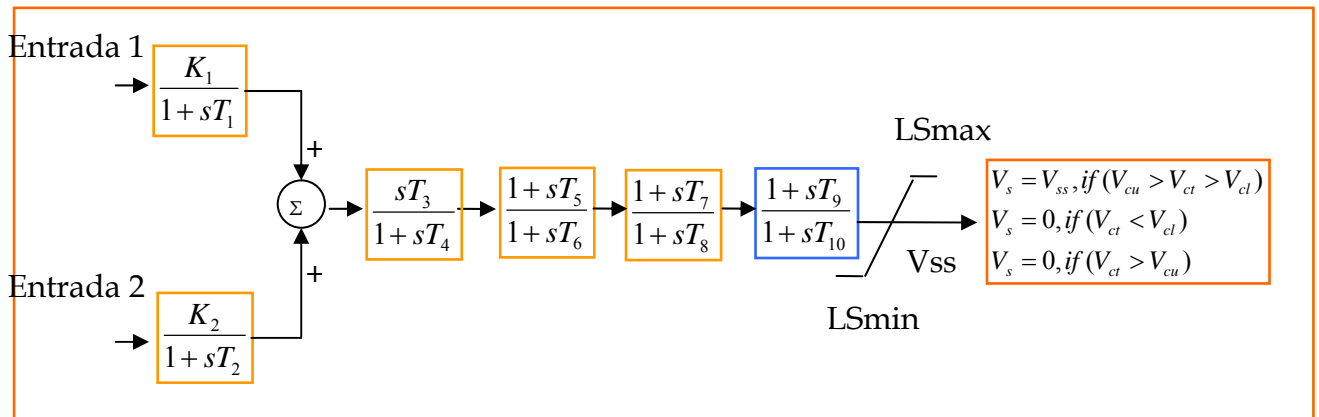


Figura 4-9: Modelo detallado PSS-IEEE2ST

#### 4.1.6 MODELOS MATEMÁTICOS PSS

En este punto se hace notorio que los PSS son una forma de control suplementario que se utiliza para proveer de amortiguamiento adicional a las oscilaciones del sistema de potencia o para estabilizar un generador cuya ganancia en el sistema de excitación es tal que resulta en oscilaciones amortiguadas negativamente. También se ha mencionado que el amortiguamiento de pequeñas oscilaciones puede ser mejorado por medio de una retroalimentación apropiada de las señales de estabilización al sistema de excitación de la máquina síncrona. Dado que se está analizando los estabilizadores de sistemas de potencia de manera introductoria y como se desea mantener la rigidez teórica que se ha desarrollado en todo este proyecto, la derivación del modelo matemático para el análisis del PSS se realizará por medio del sistema de una máquina síncrona conectada a un bus infinito o SMIB, siendo el caso más simple, presentado en la Figura 4-10.

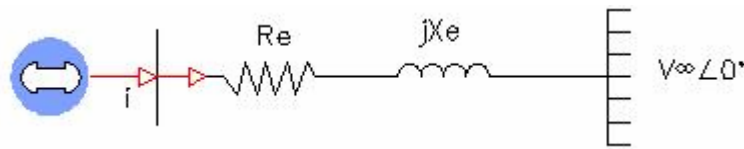


Figura 4-10: Sistema SMIB

$$i = (i_q + j i_d) e^{j(\delta - \pi/2)} \quad (4.4)$$

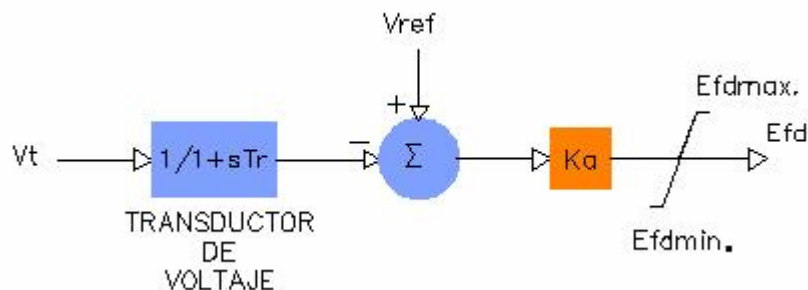


Figura 4-11: Sistema de excitación ST1A

el modelo matemático del sistema SMIB de la Figura 4-10 con la implementación del sistema de excitación ST1A simplificado de la Figura 4-11 se resume en el diagrama de bloques de la Figura 4-12, el cuál incluye también la función de transferencia del PSS, el modelo de variables de estado está dado por: [17]

$$(4.5) \quad \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta E_q \\ \Delta \delta \\ \Delta \omega_r \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{K_3 T'_{d0}} & -\frac{K_4}{T'_{d0}} & 0 & \frac{1}{T'_{d0}} \\ 0 & 0 & \omega_s & 0 \\ -\frac{K_2}{2H} & -\frac{K_1}{2H} & -\frac{D\omega_s}{2H} & 0 \\ -\frac{K_A K_6}{T_R} & -\frac{K_A K_5}{T_R} & 0 & -\frac{1}{T_R} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E_q \\ \Delta \delta \\ \Delta \omega_r \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{K_A}{T_R} \end{bmatrix} \Delta V_{ref} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{1}{2H} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m$$

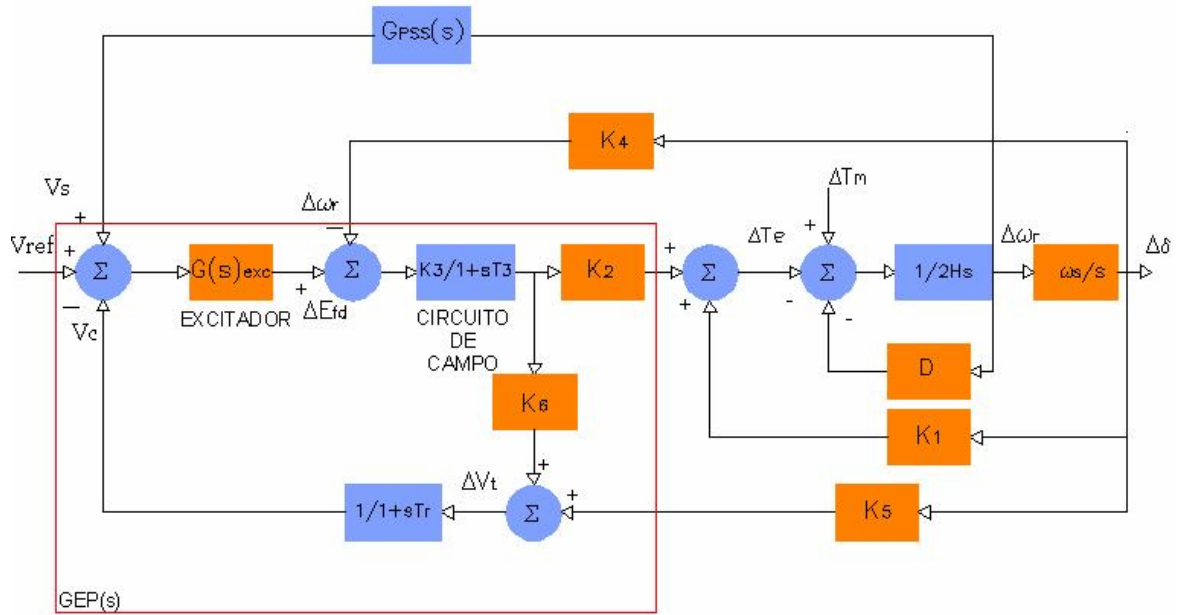


Figura 4-12: Diagrama de bloques con sistema de excitación y PSS

Donde Las constantes K<sub>1</sub>-K<sub>6</sub> están dadas por:

$$K_1 = -\frac{1}{\Delta_z} i_q^0 V_\infty (x'_d - x_q) [(x_q + x_e) \sin(\delta^0) - r_e \cos(\delta^0)] + V_\infty [(x'_d - x_q) i_q^0 - E_q^0 [(x'_d + x_e) \cos(\delta^0) + r_e] \sin(\delta^0)]$$

$$K_2 = \frac{1}{\Delta_z} [i_q^0 \Delta_z - i_q^0 (x'_d - x_q) (x_q + x_e) - r_e (x'_d - x_q) i_d^0 + r_e E_q^0] \quad (4.6)$$

$$K_3 = \left[ 1 + \frac{(x_d - x_d')(x_q + x_e)}{\Delta_z} \right]^{-1} \quad (4.7)$$

$$K_4 = \frac{V_\infty (x_d - x_d')}{\Delta_z} [(x_q + x_e) \sin(\delta^0) - r_e \cos(\delta^0)] \quad (4.8)$$

$$K_5 = \frac{1}{\Delta_z} \left\langle \frac{v_d^0}{V_t} x_q [r_e V_\infty \sin(\delta^0) + V_\infty \cos(\delta^0) (x_d' + x_e)] \right\rangle + \frac{v_q^0}{V_t} x_d' [-r_e V_\infty \cos(\delta^0) + V_\infty (x_q + x_e) \sin(\delta^0)]$$

$$K_6 = \frac{1}{\Delta_z} \left[ \frac{v_d^0}{V_t} x_q r_e - \frac{v_q^0}{V_t} x_d' (x_q + x_e) \right] + \frac{v_q^0}{V_t} \quad (4.9)$$

En el diagrama de bloques, la función de transferencia del excitador se representa por el bloque  $G_{ex}(s)$ . Para este caso la función de transferencia es simplemente  $K_A$ , si se tomaran en cuenta los lazos de estabilización menor del sistema de excitación (por ejemplo el transformador de estabilización) como los que se representan en la Figura 4-11, la función de transferencia del excitador estaría dada por:

$$G_{ex}(s) = \frac{\Delta E_{FD}}{\Delta V_t} = \frac{\frac{K_A}{1 + sT_A} \frac{1}{1 + sT_E}}{1 + \frac{K_A}{1 + sT_A} \frac{1}{1 + sT_E} \frac{sK_F}{1 + sT_F}} \quad (4.10)$$

La función de transferencia del estabilizador (PSS) vendrá dada por la función reducida de orden 2.

## 4.2 DISPOSITIVOS FACTS

Debido al aumento de competencia causada por la desregulación del sistema eléctrico, ha llevado a los sistemas a realizar funciones para los que no estaban originalmente diseñados, es decir ya no sólo se requiere que los generadores muy distantes giren en sincronismo y transmitan el flujo de potencia en forma coordinada respetando los límites físicos impuestos por la red, sino que la operación debe ser llevada a cabo manteniendo y mejorando la seguridad de los sistemas de potencia.

La principal causa para el uso de FACTS se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes que no estén adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de comercializar energía entre agentes distantes.

#### **4.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL**

Los FACTS, son dispositivos que se componen de semiconductores de potencia para controlar el flujo en los sistemas de corriente alterna. Esto permite mejorar la eficiencia del sistema debido a: [3]

- Un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.
- Operar con niveles de cargas seguros, y cercano a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Prevención de pérdidas de servicio en cascada, limitando el efecto de faltas en el sistema y en equipos.
- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión. Causa por la cual son estudiados en este proyecto.

Los sistemas de control de los FACTS están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y shunt, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencias subsíncronas).

#### **4.2.2 UNIONES DE TRANSMISIÓN**

Para facilitar gran parte de las transferencias de potencia, estas redes interconectadas ayudan a minimizar la necesidad de aumentar las plantas de generación. Esto lleva a una operación segura y a más bajo coste. Los FACTS

pueden aportar una mejor utilización de las líneas, aumentando su capacidad útil por medio de modificaciones de la impedancia y del ángulo de fase. Algunas de las principales ventajas de estos últimos se definen a continuación: [3]

- Los equipos FACTS pueden bloquear flujos en anillo indeseados. Esto permite aumentar la capacidad de las líneas en un 20 - 40% cuando de otra manera un "cuello de botella" en éstas obligaría a reducir la capacidad de flujo a través de ellas.
- Otorgar la posibilidad de operar las líneas cercanas a sus límites térmicos manteniendo o mejorando la seguridad y fiabilidad en el sistema. Esto permite a las empresas ahorrar dinero mediante la mejor utilización de sus activos (cables y equipos en general) y pudiendo hacer frente a aumentos de demanda.
- Responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red controlando el flujo de potencia en tiempo real.

#### 4.2.3 TIPOS DE FACTS

Los FACTS se pueden dividir en cuatro categorías según la función desempeñada: [13]

Tabla 1: Tipos y Funciones de FACTS

FUNCION	CONTROLADORES
Control de voltaje	
Normalmente este control requiere de una capacidad continua de alta velocidad, de tal modo que para prevenir una inestabilidad en el voltaje, se puede requerir de la aplicación de un SVC, o bien de un	<ul style="list-style-type: none"><li>• Generadores</li><li>• Cambiadores de tomas en transformadores.</li><li>• Banco de condensadores convencionales</li><li>• Compensador estático de reactiva (SVC).</li><li>• Compensador estático síncrono (STATCOM).</li></ul>



STATCOM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC).</li> <li>Superconductor de energía (SMES).</li> <li>Sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS).</li> <li>Compensador estático convertible</li> </ul>
<b>Control de flujo de potencia</b>	
En el control de flujo de potencia, los requisitos de velocidad de respuesta son mínimos con lo que se puede lograr con el uso de un equipo convencional de condensadores en serie, también con transformadores reguladores de ángulo de fase.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generadores</li> <li>Compensación serie convencional.</li> <li>Compensador serie controlado por tiristores (TCSC).</li> <li>Reactor serie controlado por tiristores (TCSR).</li> <li>Cambiador de fase controlado por tiristores (TCPST).</li> <li>Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC).</li> <li>Compensador serie estático o síncrono (SSSC).</li> </ul>
<b>Estabilidad transitoria</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Condensador serie convencional</li> <li>Resistencia controlada por tiristores (TCBR).</li> <li>Compensador estático de reactiva (SVC).</li> <li>Compensador estático síncrono (STATCOM).</li> <li>Métodos convencionales: Sistemas de excitación, seccionamiento de líneas de transmisión</li> </ul>
<b>Estabilidad dinámica</b>	
Cuando se tienen problemas de estabilidad dinámica, se requiere el	<ul style="list-style-type: none"> <li>Condensador serie convencional.</li> <li>Estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).</li> </ul>

uso de controles suplementarios, que pueden ser logrados con equipos convencionales, pero si se quiere una mejor respuesta, se pueden utilizar SVC, STATCOM , TCSC u otro controlador basado en electrónica de potencia	<ul style="list-style-type: none"><li>• TCSC, STATCOM, SVC, UPFC etc.</li></ul>
---	---

#### 4.2.3.1 CONTROLADORES SERIE

La compensación serie se emplea para disminuir la reactancia de transferencia de una línea eléctrica a la frecuencia de la red. La instalación de un condensador en serie genera energía reactiva, que de una forma auto regulada, compensa una parte de la reactancia de transferencia de la línea. Como resultado se obtiene un mejor funcionamiento del sistema de transporte gracias a: [3]

- Aumento de la estabilidad angular del flujo de potencia.
- Mejora de la estabilidad de la tensión (Aumentando o disminuyendo la tensión).
- Optimiza el reparto de potencia en circuitos paralelos.

En este grupo se encuentra aquellos controladores que se conectan en serie al elemento como por ejemplo una línea de transmisión, y pueden ser impedancias variables tales como capacitores o reactores, o una fuente controlable construida en base a elementos electrónicos de potencia. Mientras la señal de voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea el controlador consumirá o entregará sólo potencia reactiva, en caso contrario estaría involucrado en un flujo de potencia activa. La siguiente Figura 4-13 muestra un esquema genérico de implementación: [3]

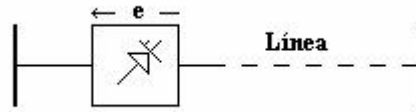


Figura 4-13: Implementación controlador serie

La compensación en serie inserta energía reactiva en la línea de transmisión. Mediante esto se logra acortar virtualmente las líneas, ya que aumentará la tensión de las mismas, enmascarando el efecto de consumo de carga. Como consecuencia, el ángulo de transmisión se reduce, y la transferencia de energía se puede aumentar sin la reducción de la estabilidad del sistema.

#### 4.2.3.2 COMPENSACIÓN SERIE CONTROLADA POR TIRISTORES (TCSC).

Los Condensadores en Serie Controlados por tiristores (TCSC), son una excelente herramienta para utilizarla si se requiere una mayor amortiguación al interconectar grandes sistemas eléctricos, debido al control de operación actuando sobre el ángulo de disparo de los tiristores. En segundo lugar, puede solucionar el problema de Resonancia Sub Síncona (SSR), un fenómeno que se produce por las interacciones entre las grandes unidades generadoras térmicas y los sistemas de transporte con compensación serie. [3]

#### 4.2.3.3 COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS (SVC)

Los compensadores estáticos son dispositivos conectados en paralelo en la red eléctrica que a través de semiconductores controlados generan o absorben potencia reactiva [3]. El adjetivo estático hace referencia a que no poseen ninguna parte móvil, al contrario que los compensadores síncronos.

- FUNDAMENTO DE UN SISTEMA DE COMPENSACIÓN ESTÁTICO

Desde el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, un sistema de compensación estático consiste en un condensador y una bobina en paralelo, regulables, cuya capacidad e inductancia puede ajustarse para controlar la tensión y el intercambio de reactiva en sus terminales. [3]

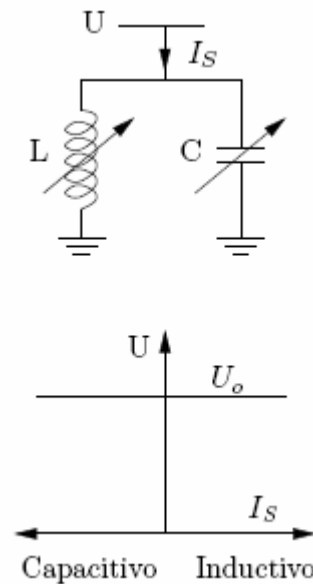
Un sistema de compensación estático ideal tendría una capacidad ilimitada de generar y absorber potencia reactiva, y sería capaz de mantener una tensión constante en sus terminales, no tendría pérdidas y respondería de manera instantánea. Su característica tensión-corriente sería una línea recta horizontal, como la indicada en la Figura 4-14. [3]

Para comprender el funcionamiento de un sistema de compensación estático real, consideremos un sistema sencillo constituido por una bobina controlable más un condensador fijo. La parte izquierda de la Figura 4-15 muestra las características tensión-corriente de la bobina y del condensador. Al ser la bobina regulable, podemos elegir la pendiente de su característica, siempre que nos mantengamos dentro de la zona limitada por su valor de inductancia máxima y mínima.

Esta pendiente se programa, a través de un sistema de control, de forma que imponga una relación entre tensión y corriente representada por una línea recta con ligera pendiente ascendente, tal como indica la figura Figura 4-14 [3]. En el caso del condensador, la característica es una línea recta determinada por la ecuación:

$$I_c = \omega CU \quad (4.11)$$

La misma Figura 4-15 [3] muestra, a la derecha, la característica tensión-corriente de ambos elementos conectados en paralelo. Dado que la corriente total  $I_s$  del sistema es la suma de las corrientes por la bobina y por el condensador, esta característica se obtiene sumando ambas corrientes.



**Figura 4-14: Características de un compensador estático ideal**

El resultado es un elemento con tres zonas lineales, que puede operar en el semiplano inductivo y en el capacitivo, y con una ligera pendiente positiva en la zona central. Típicamente, la corriente nula corresponde aproximadamente a la tensión nominal del nudo de conexión.

Si la tensión en el nudo de conexión es superior a la nominal, el compensador estático absorbe potencia reactiva. Si la tensión es inferior, el compensador genera potencia reactiva. De esta forma, el compensador tiende a estabilizar la tensión, acercándola a su valor nominal. Cuando es sometido a tensiones anormalmente bajas, el compensador opera en la zona capacitiva marcada por la recta que pasa por el origen, de forma que tan sólo es capaz de aportar poca corriente reactiva. En esta zona de operación la inductancia queda reducida al mínimo y el compensador estático se comporta como un condensador, de forma que el aporte de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión. Esta es una característica importante de los SVCs, que limita su aporte de reactiva durante, por

ejemplo, huecos profundos de tensión provocados por un cortocircuito. [3]

El margen de control del compensador estático puede ampliarse mediante la conexión de condensadores conmutados, que se conectan y desconectan en función de la tensión. La Figura 4-16 ilustra el circuito y su característica tensión-corriente [3]. En dicha figura, la etapa uno está constituida por la bobina regulable y un filtro capacitivo, y da origen a la característica marcada con el número 1. La misión del filtro, además de aportar reactiva, es reducir el contenido de armónicos. Si la tensión desciende, se conectan sucesivamente las etapas dos y tres, que desplazan la característica tensión-corriente hacia la zona capacitiva. [3]

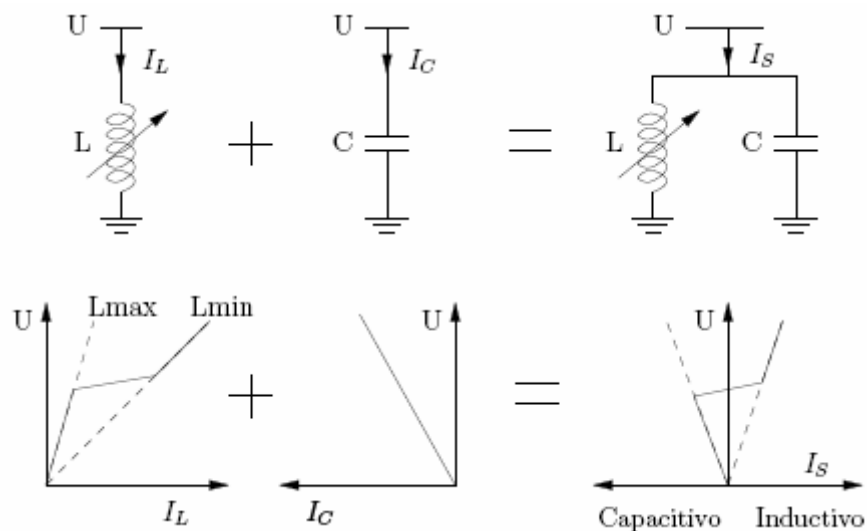


Figura 4-15: Comparación de la característica de un compensador estático

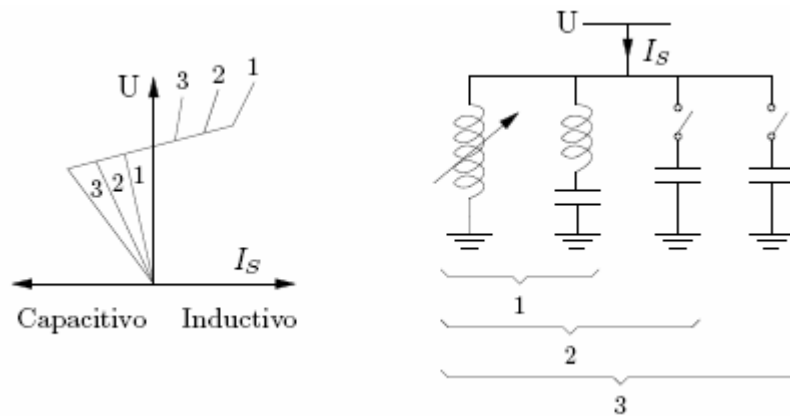


Figura 4-16: Compensador estático con tres escalones de condensadores

#### ▪ REACTANCIA CONTROLADA MEDIANTE TIRISTORES

El elemento central del sistema descrito de compensación estática, es la bobina regulable, con sus semiconductores y su correspondiente sistema de control. La Figura 4-17 [3] muestra el circuito eléctrico y el ciclo de conducción de una bobina controlada mediante dos tiristores. Cada tiristor comienza a conducir cuando se encuentra polarizado en secuencia directa, y además recibe la orden de disparo a través de la puerta correspondiente. El disparo es ordenado por el sistema de control en el instante determinado por el ángulo de disparo  $\alpha$  que se mide a partir del paso por cero de la tensión en el tiristor. El ángulo  $\sigma$  durante el cual un tiristor conduce se llama ángulo de conducción.

Como indica la Figura 4-17 [3], un ángulo de disparo  $\alpha = 90$  corresponde a un ángulo de conducción  $\sigma = 180$  en cada tiristor, y por tanto la bobina conduce a lo largo de todo el ciclo. Este modo de funcionamiento equivale a tener la bobina permanentemente conectada.

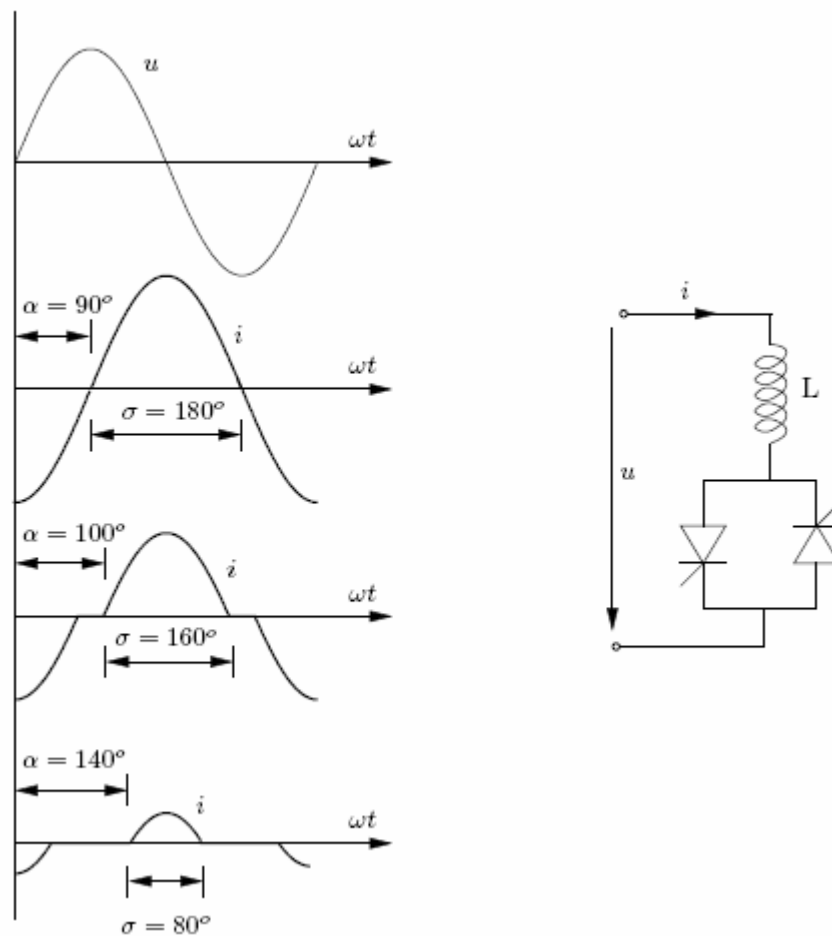


Figura 4-17: Reactancia controlada mediante tiristores

Si aumenta el ángulo de disparo  $\alpha$ , disminuye el ángulo de conducción  $\sigma$ . La Figura 4-17 muestra los ciclos de conducción para los ángulos de disparo  $\alpha = 100$  y  $\alpha = 140$ . Conforme aumenta  $\alpha$ , la corriente por la bobina es menor. Además la corriente se distorsiona y se aleja de la forma sinusoidal.

Aplicando el análisis de Fourier, es posible calcular el valor de la componente fundamental de 50 Hz de la corriente, en función del ángulo de disparo. Este análisis da como resultado la siguiente relación entre la susceptancia de la bobina controlada y el ángulo de disparo:

[3]



$$B(\alpha) = \frac{I_1}{U} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L} \quad (4.12)$$

donde  $I_1$  y  $U$  son los valores eficaces, y  $X_L$  la reactancia de la bobina a la frecuencia fundamental. Aplicando esta ecuación podemos modificar la susceptancia de la bobina a voluntad, a través del ángulo de disparo  $\alpha$ .

El sistema de control ejecuta la característica tensión-corriente deseada, representada por el tramo con ligera pendiente positiva en la Figura 4-15 y Figura 4-16, a través de la elección del ángulo de disparo. Durante el funcionamiento del compensador, el sistema de control mide la tensión, y aplica en función de la misma el ángulo de disparo correspondiente. El método para diseñar el sistema de control puede ser el siguiente: [3]

1. Se elige un punto de la característica tensión-corriente deseada, al que llamaremos  $[U_x, I_x]$ .
2. Se obtiene el valor de la susceptancia correspondiente  $B_x = I_x/U_x$ .
3. A través de la ecuación 1 se obtiene el ángulo de disparo  $\alpha_x$  deseado.
4. El proceso se repite en otros puntos, para construir la característica  $\alpha$ - $U$  deseada.

Conforme aumenta el ángulo de disparo, la corriente se vuelve menos sinusoidal, o lo que es lo mismo, aumenta su contenido en armónicos. Si el disparo de los tiristores es simétrico, únicamente se crean armónicos de orden impar. Para reducir el contenido en armónicos se usan diversas configuraciones. Por Ejemplo, si las tres fases del compensador estático se conectan en triángulo, los armónicos triples (3, 9...) circulan por dentro del triángulo y no se transmiten a la red [3,7]. Usando un transformador con tres devanados, con el secundario conectado en triángulo y el terciario en estrella, es posible generar entre ambos un desfase de 30° que permite eliminar los armónicos de 5°

y 7º orden. De esta forma, los primeros armónicos inyectados son los de orden 11 y 13. [3]

#### ▪ CONDENSADORES CONECTADOS MEDIANTE TIRISTORES

Otro elemento básico de los sistemas de compensación estáticos son las etapas de condensadores. Como se indicó anteriormente, y como indica la Figura 4-16, estos condensadores se conectan y desconectan para conseguir un comportamiento más o menos capacitivo.

Los dispositivos para conectar estos condensadores pueden ser interruptores mecánicos, pero su tiempo de respuesta es relativamente lento (típicamente superior a 100 ms) [3], y además provocan transitorios electromagnéticos. Por ello es frecuente emplear condensadores conectados mediante tiristores. La disposición del circuito es similar a la de la bobina controlada mediante tiristores, pero sustituyendo la bobina por el condensador, tal como se muestra en la Figura 4-17. Sin embargo, en este caso el control de los tiristores únicamente se encarga de asegurar una conexión rápida y suave de los condensadores. Para ello los tiristores de cada fase comienzan a conducir cuando la diferencia de tensión entre el condensador y la red es nula, eliminando el transitorio electromagnético que se produciría en otro caso. Una vez el condensador está conectado, los tiristores pueden puentearse para reducir las pérdidas. [3]

#### ▪ APLICACIONES TÍPICAS

Los compensadores estáticos comenzaron a ser utilizados en la década de los 70, y hoy en día encuentran aplicaciones tanto en las redes de transporte como en las de distribución. Algunas de ellas son las siguientes: [3]

En las redes de transporte:

- \* Control de sobretensiones temporales.
- \* Prevención del colapso de tensión.
- \* Mejora de la estabilidad transitoria.

- \* Atenuación de las oscilaciones electromecánicas en la red.

En las redes de distribución:

- \* Balance de sistemas desequilibrados.
- \* Reducción del efecto parpadeo (flicker) en las proximidades de hornos de arco u otras cargas variables.

#### 4.2.3.4 STATCOM

Un STATCOM (STATic COMpensator) es un dispositivo de compensación estático, cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de la amplitud, fase y frecuencia deseada. A través del control del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida. La Figura 4-18 [3] muestra el esquema más simple de un STATCOM. Consta de un convertidor conectado entre la red y una etapa de corriente continua. El sistema de control mide la tensión y la corriente alterna en la red para regular el intercambio de reactiva, y la tensión en la etapa de continua para mantenerla a un nivel constante. El resultado es un dispositivo capaz de aportar corriente reactiva, dentro de los límites térmicos de los semiconductores, independientemente del nivel de tensión en la red. La Figura 4-19 muestra la característica tensión-corriente típica de un STATCOM. Puede observarse que, al contrario que los SVCs, un STATCOM es capaz de aportar corriente reactiva a tensiones muy bajas. Los semiconductores utilizados suelen ser IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) y GTOs (Gate Turn-Off thyristor), dependiendo de la aplicación. La modulación de la onda de tensión puede ejecutarse de varias formas. Por ejemplo, por ancho de pulso (Pulse Width Modulation, PWM). [3]

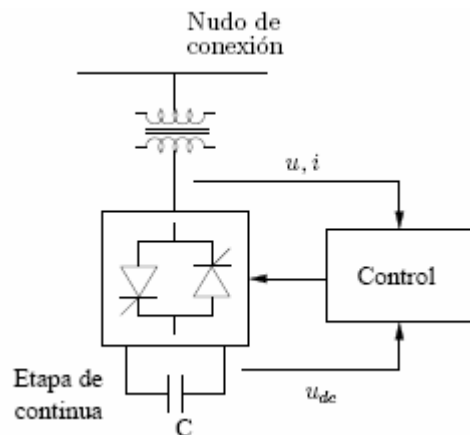


Figura 4-18: Esquema general de un STATCOM

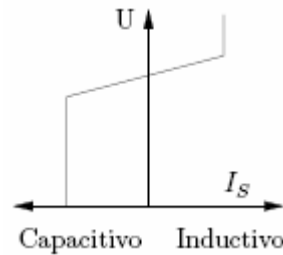


Figura 4-19: Característica de un STATCOM

armónicos a bajas frecuencias, conmutaciones muy rápidas de los semiconductores. Por esta razón, y por las elevadas tensiones a soportar, en aplicaciones para la red de transporte se aplican otros esquemas de modulación más complejos que reparten el trabajo entre un elevado número de semiconductores.

#### 4.2.3.5 CONTROLADOR DE POTENCIA UNIFICADO (UPFC)

En este dispositivo se inyecta en serie un vector de tensión AC generado por un inversor formado por tiristores en serie con el voltaje de fase. La manipulación de la tensión DC del inversor se obtiene rectificando el voltaje AC de la misma línea. Con esto la tensión inyectada podría tener una relación de ángulo de fase con el voltaje de fase. Lo anterior permite tener un

control sobre la potencia activa y reactiva de la línea aumentando o disminuyendo el valor de la tensión.

El UPFC tiene otras aplicaciones. Entre ellas se incluyen mejoras en la estabilidad transitoria y dinámica, incrementando substancialmente los márgenes de estabilidad, amortiguando oscilaciones y aumentando la capacidad de transmisión temporal. Por otro lado, se puede considerar como una alternativa a la transmisión DC. [3]

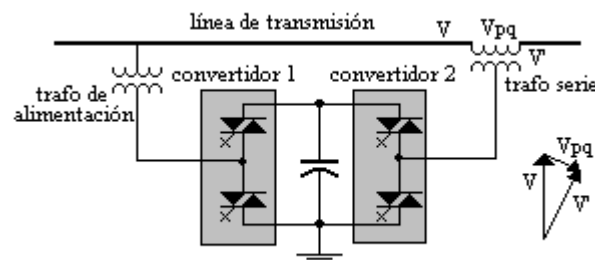


Figura 4-20: Esquema UPFC

#### 4.2.4 COMPARACIÓN EN FUNCIONES

Se muestra a continuación la diferencia de los sistemas estudiados conforme a los beneficios mostrados en diferentes objetivos:

Tabla 2: Comparativa controladores

	Load	Flor	Volatage	Transient	Dynamic
	Control		Stability	Stability	Stability
SVC	*		***	*	**
STATCOM	*		***	**	**
TCSC	**		*	***	**
UPFC	***		***	**	**

## 5 ESTADO DEL ARTE

Aunque hoy en día se tiene acceso a numerosos métodos para la sintonización de PSS's, como complemento a este documento, se ha tratado de incorporar algunas de las técnicas mas conocidas y utilizadas a parte de la propuesta en este documento (véase apartado 6). Entre ellas destacan:

### 5.1 RESIDUOS

Expresando la forma linealizada del sistema (anteriormente descrita en 2.2) de forma desacoplada, se obtiene: [4]

$$\begin{aligned} \dot{\Phi} z &= A\Phi z + B\Delta u \rightarrow \dot{z} = \Lambda z + B^l \Delta u \\ \Delta y &= C\Phi z + D\Delta u \quad \Delta y = C^l z + D\Delta u \end{aligned} \quad (5.1)$$

$$\text{Donde } B^l = \Phi^{-1}; B = \Psi B; C^l = C\Phi \quad (5.2), (5.3), (5.4)$$

y  $\Phi$  es la matriz de autovectores derechos;  $\Psi$  es la matriz formada por los autovectores izquierdos y  $\Lambda$  es la matriz diagonal de autovalores de la matriz  $A$ ;

$\Psi B$  es la matriz de **controlabilidad** [4,11]. Según sean los valores de la fila  $i$  se puede determinar que entrada del sistema afecta en mayor proporción al modo  $i$ . Así se define el **factor de controlabilidad** del modo  $k$  con respecto a la entrada  $j$  como:

$$B^l_{kj} = \Psi(k, *) B(*, j) \quad (5.5)$$

Donde  $\Psi(k, *)$  es la  $k$ -ésima fila de la matriz de autovectores izquierdos y  $B(*, j)$  es la  $j$ -ésima columna de la matriz de controlabilidad.

El estado inicial  $x_0$  descrito por las ecuaciones del sistema

$$\dot{x}(t) = A(t).x(t) + B(t).u(t) \quad (5.6)$$

$$\text{y } y(t) = C(t).x(t) + D(t).u(t) \quad (5.7)$$

se dice que es controlable sobre el intervalo  $[t_0, t_1]$  donde  $t_1$  es un tiempo finito, si existe alguna  $u$  sobre  $[t_0, t_1]$  el cual transfiere el sistema desde el estado  $x_0$  (al

tiempo  $t_0$ ) al origen del espacio de estado al tiempo  $t_1$ . De otra manera se dice que el estado  $x_0$  es incontrolable sobre  $[t_0, t_1]$ .

Ejemplo 1:

Sean  $A = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$ ;  $B = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}$ ;  $C = [1 \quad 1]$ ;  $D = 0$  se puede escribir la ecuación de cada uno de los estados que serán:

$$\dot{x}_1 = -x_1 + u$$

$$\dot{x}_2 = -x_2$$

$$y = x_1 + x_2$$

y suponiendo que el estado inicial fuese  $x_1(t_0) = x_{10}$ , y  $x_2(t_0) = x_{20}$  se puede graficar el diagrama de simulación de dicho sistema como muestra la siguiente Figura 5-1:

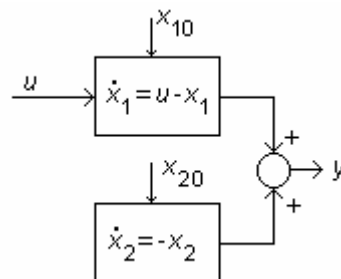


Figura 5-1: Diagrama simulación ejemplo controlabilidad

De la Figura 5-1 y de las ecuaciones se puede observar que solo los estados que parten de  $(x_{10}, 0)^T$  pueden ser llevados al origen en un tiempo finito  $t$ , ya que la componente  $x_2$  si partiera de un estado distinto de cero no podría manejarse a través de  $u$  hacia el origen (aunque a tiempos infinitos tendería a llegar a ese estado). Por lo tanto los estados de la forma  $(x_{10}, 0)^T$  son controlables, pero el sistema no es completamente controlable, ya que no todos los estados pueden llevarse al origen del espacio de estados.

Observar igualmente que si ambas componentes del vector  $B$  hubieran sido distintas de 0, por ser la matriz  $A$  una matriz de autovalores múltiples

completamente diagonal, siempre habrá un subespacio del espacio de estado el cual no podrá ser afectado por la entrada  $u(t)$ .

Análogamente  $C\Phi$  es la matriz de **observabilidad** [4,11]. La  $i$ -ésima columna de dicha matriz determina la contribución de la variable  $z_i$  en la formación de las salidas, es decir, es posible saber que salida del sistema contiene mayor información del modo  $i$ .

El factor de observabilidad viene dado por:

$$C^i_{kj} = C(i,*)\Phi(*,k)$$

Donde  $\Phi(*,k)$  es la  $k$ -ésima fila de la matriz de autovectores derechos y  $C(i,*)$  es la  $i$ -ésima columna de la matriz de observabilidad.

El estado inicial  $x_0 \neq 0$  del sistema descrito por las ecuaciones del sistema se dice que es observable sobre el intervalo  $[t_0, t_1]$  donde  $t_1$  es un tiempo finito, si el conocimiento de la entrada  $u(t)$  y de la salida  $y(t)$  sobre  $[t_0, t_1]$  son suficientes para determinar  $x_0$ . De otra forma se dice que el estado  $x_0$  es inobservable sobre  $[t_0, t_1]$ .

Ejemplo 2:

Sean  $A = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 2 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}; D = 0$  entonces tenemos:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_1 + u \\ \dot{x}_2 &= 2x_2 + u \\ y &= x_1 \end{aligned} \quad \begin{aligned} x_1(0) &= x_{10} \\ x_2(0) &= x_{20} \end{aligned}$$

De todo este conjunto de ecuaciones se nota que  $(y)$  depende solamente de  $x_1$ , y que el mismo es completamente independiente de  $x_2$ . esto es, el conocimiento de  $u(t)$  e  $y(t)$  sobre un intervalo finito  $[0, t_1]$  es suficiente para determinar  $x_{10}$  pero no  $x_{20}$ . Se define que en este sistema solo los estados del tipo  $[x_{10}, 0]^T$  son observables. Entonces el sistema no es completamente observable. La siguiente figura (Figura 5-2) muestra un diagrama de simulación de este sistema,



haciendo notar que el bloque de la dinámica de la segunda componente no se encuentra conectada a la salida.

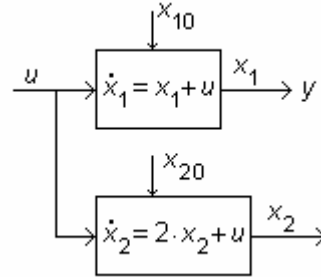


Figura 5-2: Diagrama simulación ejemplo controlabilidad II

Ejemplo 3:

Sean las matrices del sistema:

$A = \begin{bmatrix} -2 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} 0 \\ 2 \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} 1 & 2 \end{bmatrix}; D = 0$  Para que el sistema sea controlable y observable los determinantes de las matrices de controlabilidad y observabilidad deben ser distintos de 0, y definiendo estas como:

$$\text{Controlabilidad}(C) = [B \quad AB] = \begin{bmatrix} 0 & 2 \\ 2 & -2 \end{bmatrix} \Rightarrow \det(C) \neq 0 \Rightarrow \text{Controlable}$$

$$AB = \begin{bmatrix} -2 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ -2 \end{bmatrix}$$

$$\text{Observabilidad}(O) = \begin{bmatrix} C \\ CA \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \Rightarrow \det(O) \neq 0 \Rightarrow \text{Observable}$$

$$CA = \begin{bmatrix} 1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -2 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \end{bmatrix}$$

Representando la función de transferencia entrada-salida  $y(s) = G(s)u(s)$  (5.8)

y modificando la función inicial  $G(s) = C(sI - A)^{-1}B + D$  (5.9)

Y considerando  $D=0$  y los valores de  $C$  y  $B$  anteriormente citados, se puede considerar que : [4]

$$G(s) = \frac{C\Phi\Psi B}{s - \lambda} \Rightarrow G_{ij} = \sum_{k=1}^n \frac{C(i,*)\Phi(*,k)\Psi(k,*)B(*,j)}{s - \lambda_k} = \sum_{k=1}^n \frac{R_{ij}}{s - \lambda_k} \quad (5.10)$$

Donde  $R_{ij}$  es el residuo y proporciona una medida de sensibilidad del autovalor a la retroalimentación de la  $i$ -ésima salida.

Los factores de controlabilidad y observabilidad se definen como una media de la efectividad entre la elección de la señal de entrada y la señal de salida de retroalimentación. Si ambos factores son iguales a cero el residuo también es cero. [4]

### 5.1.1 Medidas de interacción para el control descentralizado:

Sea  $u_j$  y  $y_i$  una entrada y una salida específicas para la planta multivariable  $G(s)$ . Se puede considerar ahora que la entrada  $u_j$  se utiliza para controlar la salida  $y_i$ . En el análisis de interacción entre lazos de control resulta de interés analizar dos casos extremos:

1. Todos los otros lazos de control abiertos: Todas las otras entradas son cero (0). Es decir,  $u_k=0$  para todo  $k$  distinto de  $j$
2. Todos los otros lazos de control cerrados: Todas las otras salidas son cero (0), es decir,  $y_k=0$  para todo  $k$  distinto de  $i$ .

En el segundo caso se asume que los otros lazos están cerrados con control ideal. El control perfecto solamente es posible en estado estable, pero es una buena aproximación en frecuencias dentro del ancho de banda de cada lazo.

Por consiguiente, la relación entrada - salida  $\frac{\partial y_i}{\partial u_j}$  para los dos casos extremos

puede obtenerse como: [4]

$$\left( \frac{\partial y_i}{\partial u_j} \right) u_k = 0, k \neq j = g_{ij} \quad (5.11)$$

$$\left( \frac{\partial y_i}{\partial u_j} \right) y_k = 0, k \neq i = \hat{g}_{ij} \quad (5.12)$$

Donde:

$G_{ij} = [G]_{ij}$ , es el  $ij$ -ésimo elemento de  $G$

$\hat{g}_{ij} = \frac{1}{[G^{-1}]_{ji}}$ , es el inverso de  $ji$ -ésimo elemento de  $G^{-1}$

La relación entre las ganancias correspondientes a los dos casos extremos, es una medida útil de interacciones. Si se define ahora el  $ij$ -ésimo término de ganancia relativa como:

$$\lambda_{ij} = \frac{g_{ij}}{g_{ij}} = [G]_{ij} [G^{-1}]_{ji} \quad (5.13)$$

El arreglo de ganancias relativas estará dado por:

$$RAG(G) = [G] \otimes [G^{-1}]^T \quad (5.14)$$

Donde:

$\otimes$  denota el producto elemento por elemento. Se desea que el par entrada-salida  $u_j, y_i$  sea tal que  $\lambda_{ij}$  cercano a 1; esto implica que la ganancia de  $u_j$  a  $y_i$  no se afecta al cerrar otros lazos. Al ordenar la matriz  $G$  de tal forma que los candidatos de pares entrada-salida para el control descentralizado se encuentren en la diagonal principal, se define el número RGA como:

$$\text{NúmeroRGA} = \sum_{i=1}^n (RGA(i, i) - 1) \quad (5.15)$$

Esta medida puede utilizarse para determinar el grado de interacción del sistema de control descentralizado completo.

El proceso de selección de pares entrada-salida para ubicar controladores de amortiguamiento es el siguiente:

- Se determinan los modos de oscilación que se desean controlar
- Se calculan los residuos para cada modo de interés con el fin de detectar los pares entrada-salida con mayor sensibilidad para controlar dicho modo.
- Con la información del punto 2, se forman los conjuntos de pares entrada-salida, candidatos para utilizarse en el esquema de control descentralizado.
- Para cada conjunto de pares entrada-salida, se calcula la matriz planta  $G(s)$  asociada. Los pares entrada-salida suelen encontrarse en la diagonal principal.

- Para cada matriz planta  $G(s)$  se grafica el número RGA en función de la frecuencia para detectar interacciones en el rango de frecuencias de operación. Se eligen los conjuntos de pares entrada-salida de menor magnitud.
- Diseño de controles

A continuación se describen brevemente los algoritmos computacionales utilizados para la coordinación de controles. Para propósitos de estudio, se utiliza una estructura simple de estabilizador con exponente  $n=2$ .

La sensibilidad del autovalor  $\lambda_h$  con respecto al cambio en la función de transferencia del  $j$ -ésimo estabilizador se obtiene como:

$$\frac{\partial \lambda_h}{\partial M_j(\lambda_h)} = R_{mq}^h \quad (5.16)$$

Donde:

$R_{mq}^h$  representa el residuo en lazo abierto de la  $q$ -ésima entrada y la  $m$ -ésima salida para el modo  $\lambda_h$ .

Calculando el diferencial total en la función de transferencia del estabilizador  $j$ , se tiene que:

$$\Delta M_j(\lambda_h) = \frac{\partial M_j(\lambda_h)}{\partial k_j} \Delta k_j + \frac{\partial M_j(\lambda_h)}{\partial \lambda_h} \Delta \lambda_h \quad (5.17)$$

Por lo tanto sustituyendo en ambas, se obtiene:

$$\Delta \lambda_h = \frac{R_{mq}^h Q_j(\lambda_h)}{1 - R_{mq}^h \left[ \frac{\partial M_j(\lambda_h)}{\partial \lambda_h} \right]} \Delta k_j \quad (5.18)$$

el proceso de análisis puede simplificarse al elegir  $k_j$  que satisfaga la relación:

$$\left\| R_{mq}^h \left[ \frac{\partial M_j(\lambda_h)}{\partial \lambda_h} \right] \right\| \ll 1 \quad (1) \quad (5.19)$$

En consecuencia, el cambio en el modo de interés puede obtenerse como:

$$\Delta \lambda_j \approx R_{mq}^h Q_j(\lambda_h) \Delta k_j \quad (2) \quad (5.20)$$

El procedimiento de diseño del estabilizador comprende los siguientes pasos:

- Se seleccionan las constantes de tiempo  $T_{1j}$  y  $T_{3j}$ .
- Se selecciona  $K_j$ , que satisfaga la premisa anterior.
- Se ajustan los parámetros  $\Delta k_j + k_j$  para satisfacer (1), (5.19)
- Se elige  $\Delta k_j$  de tal forma que se logre el cambio deseado en el autovalor mediante (2), (5.20).
- Diseño de controles (2), (5.20)

Análogamente, se puede expresar la misma síntesis de una manera más sistemática con el siguiente pretexto:

Ante cualquier perturbación, se puede calcular la nueva posición del autovalor de manera continua como  $\Delta \lambda_i = R_i H(\lambda_i)$  (5.21)

Este movimiento, debe ser hacia la izquierda del plano complejo para tener un amortiguamiento óptimo.

Así, partiendo de la función de transferencia de un PSS generalizado tomado como:

$$H(s) = K \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left[ \frac{1 + sT_{adelanto}}{1 + sT_{retraso}} \right]^{mc} \quad (5.22)$$

Donde  $T_w = [5-10]$ ;  $mc=2$  (normalmente);  $\varphi_{comp} = 180^\circ - \arg(R_i)$ ;

$$\alpha_c = \frac{T_{adelanto}}{T_{retraso}} = \frac{1 - \operatorname{sen}\left(\frac{\varphi_{comp}}{m_c}\right)}{1 + \operatorname{sen}\left(\frac{\varphi_{comp}}{m_c}\right)}; \quad T_{retraso} = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}}; \quad T_{adelanto} = \alpha_c T_{retraso}$$

$$K = \left| \frac{\lambda_{i,des} - \lambda_i}{R_i H_1 \lambda_i} \right| \quad (5.23)$$

Donde  $K$ , será el valor de ganancia buscado para obtener una buena amortiguación.

## 5.2 LQR (Regulador cuadrático lineal)

Basándose en las ecuaciones del sistema linealizado visto en capítulos anteriores, y recordadas como:

$$y(k+1) = Ax(k) + Bu(k)$$

$$y(k) = Cx(k)$$

Este método determina la matriz de ganancia de realimentación que minimiza el índice de desempeño J. Con esto se logra que se pueda alcanzar un cierto compromiso entre el uso del esfuerzo del controlador, la magnitud y la velocidad de respuesta garantizando un sistema estable. El índice J viene dado según la siguiente función: [18,19]

$$J(t, t_f) = \int_t^{t_f} [X^T(\tau)Q(\tau)x(\tau) + u^T(\tau)R(\tau)u(\tau)]d\tau \quad (5.24)$$

Donde:

Q: Es una matriz real simétrica o definida positiva o (semi-definida positiva) Hermética

R: Es una matriz Hermética definida positiva o una matriz real simétrica.

La realimentación de estado de la matriz de ganancia (K) modificará la señal de control U y la señal del LQR tendrá la forma:

$$U = Kx \quad (5.25)$$

El diseño del LQR, depende por lo tanto de Q y R, siendo Q (una matriz nxn) y R (una matriz mxm). Si se selecciona una Q grande, significará que para obtener una J pequeña, el estado x(t) debe ser más pequeño. Por el contrario si se obtiene una R elevada significa que la señal de control de entrada debe ser más pequeña para obtener una J pequeña.

Las restricciones en la matriz de ganancias pueden ser representadas por  $F(k) = 0$  donde F es determinado por la naturaleza de la restricción. La solución de las restricciones, es obtenida mediante las ecuaciones generalizadas de Riccati: [20]

$$A_a^T P + P A_a - P B_a R^{-1} B_a^T P + Q + L^T R L = 0 \quad (5.26)$$

Donde L es una matriz que es usada para calcular de una forma satisfecha la solución de las restricciones. La imposición de las restricciones implica una desviación de la solución óptima obtenida a partir del problema sin restricciones.

Existe un algoritmo para manejar el problema de LQR con restricciones. Este algoritmo es usado para determinar la matriz de ganancia  $G_{ai}$  que retroalimenta la salida. De esta matriz, se pueden calcular dichos parámetros. [20, 21]

- Métodos de control

El objetivo del diseño de los métodos de control es coordinar dos o más medidas con dos o mas señales de control (como ocurre en la sintonización de PSS, donde se tienen varias señales de control y varias medidas) para mejorar el comportamiento dinámico del sistema. Este método fue presentado por D. Arnautovic & J. Medanic, y en el cual la base del diseño de control coordinado viene dado por la siguiente expresión: [22,23]

$$\min \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (x^T Q x + u^T R u) dt \quad (5.27)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (5.28)$$

La solución a este problema es un estado realimentado, y viene dado por:

$$\dot{x} = (A - BG)x \quad (5.29)$$

Y la matriz de retroalimentación está determinada por:

$$G = R^{-1} B^T M \quad (5.30)$$

Donde M es una solución no negativa de la matriz de la ecuación de Ricatti: [20]

$$A^T M + MA - MBR^{-1}B^T M + Q = 0 \quad (5.31)$$

Una vez obtenido  $M$ , se puede obtener la retroalimentación de salida del controlador. Siendo esta de la forma :  $U = Ky$ .

La salida retroalimentada del sistema tiene  $r$  autovalores y sus autovectores correspondientes. El número de autovalores y autovectores ( $r$ ) es igual al número de medidas. La matriz  $K$  viene dada por: [20]

$$K = -R^{-1}B^T M X_r (C X_r)^{-1} \quad (5.32)$$

Donde  $X_r$  es la matriz de los ( $r$ ) autovectores.

Así la salida del sistema vendrá dada por:

$$\dot{x} = (A - BKC)x \quad (5.33)$$

### 5.3 OPTIMIZACION - SWARM

El modelo de optimización Swarm, es un método basado en conducta de grupo (modelo social), a través de la cual se intenta buscar un óptimo o valor deseado. [24,25]

Es un ejemplo típico la conducta de los pájaros, mediante la cual estos se dirigen en bandadas, y la posición de un individuo siempre está vinculada al grupo, de tal modo que es muy improbable, ver a un único individuo separado del resto, es decir, llevando una conducta diferente. [26,27]

Así, mediante este método, cada agente intenta modificar su posición usando la siguiente información:

- Tiene información sobre su posición ( $X,Y$ )
- Tiene información de su velocidad.
- Conoce además, la distancia de su posición a su mejor valor y el del grupo.

Con esta información, cada agente va modificando de manera dinámica tanto su velocidad como su posición (Figura 5-3). [28]



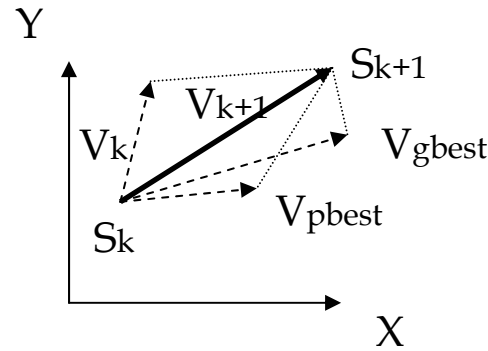


Figura 5-3: Dinámica Swarm

Estos movimientos se realizan de acuerdo a: [28]

$$v_i^{k+1} = w v_i^k + c_1 \text{rand} (pbest - s_i^k) + c_2 \text{rand} (gbest - s_i^k) \rightarrow \text{Velocidad}$$

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \rightarrow \text{Posición}$$

Donde:

$v_i^k$  = Velocidad del agente i en la iteración k

Rand = N° aleatorio (0-1)

W = Peso de la función

$s_i^k$  = Posición del agente i en la iteración k

$C_j$  = factor de peso

Gbest<sub>i</sub> = Mejor valor del grupo

Pbest<sub>i</sub> = Mejor valor del agente i

Para el caso que se pretende, es decir, los valores óptimos de sintonización de los PSS instalados en un sistema eléctrico, la función objetivo viene expresada según: [29]

$$CDI = \sum_{i=1}^n (1 - \zeta_i) \quad (5.34)$$

De tal modo que lo que se pretende es masificar el amortiguamiento del sistema. Y donde :

$N = N^o$  total de autovalores dominantes

$\zeta_i$  = Amortiguamiento.

El algoritmo de cálculo para este método sería el que sigue: [29]

- Datos de entrada: Configuración del sistema, cargas en los nudos, datos y parámetros de los generadores, los límites de los valores a ser optimizados.
- Linealizar el sistema con valores aleatorios de posiciones y velocidad.
- Evaluar la función objetivo con cada partícula.
- Determinar la mejor posición individual y global.
- Actualizar la velocidad y posición de los agentes según las expresiones anteriormente vistas.
- Cambiar la posición de chequeo
- Chequear la condición de parada. Si es correcta ir al paso h, de lo contrario se tendría que volver a pasar la condición c.
- Obtención de la solución óptima de cada parámetro en cada generador del sistema.

Como conclusión al desempeño de este método, es que además de ser una técnica bastante efectiva, resulta más rápido que otras técnicas como pueden ser los algoritmos genéticos.

## 5.4 ALGORITMOS GENÉTICOS

Los AG son técnicas de búsqueda globales, aleatorias y están basados en la mecánica de la selección natural y en la genética natural. Fueron desarrollados para permitir identificar múltiples soluciones óptimas a problemas difíciles tales como funciones de optimización e inteligencia artificial.

En un AG, las soluciones representadas por estructuras de datos llamadas *individuos* son evolucionadas y una nueva población de individuos es creada. A cada individuo se le asigna un *valor* o *aptitud* mediante el cual se compara con otros individuos de la misma población.

El algoritmo básico es el siguiente: [30, 31]

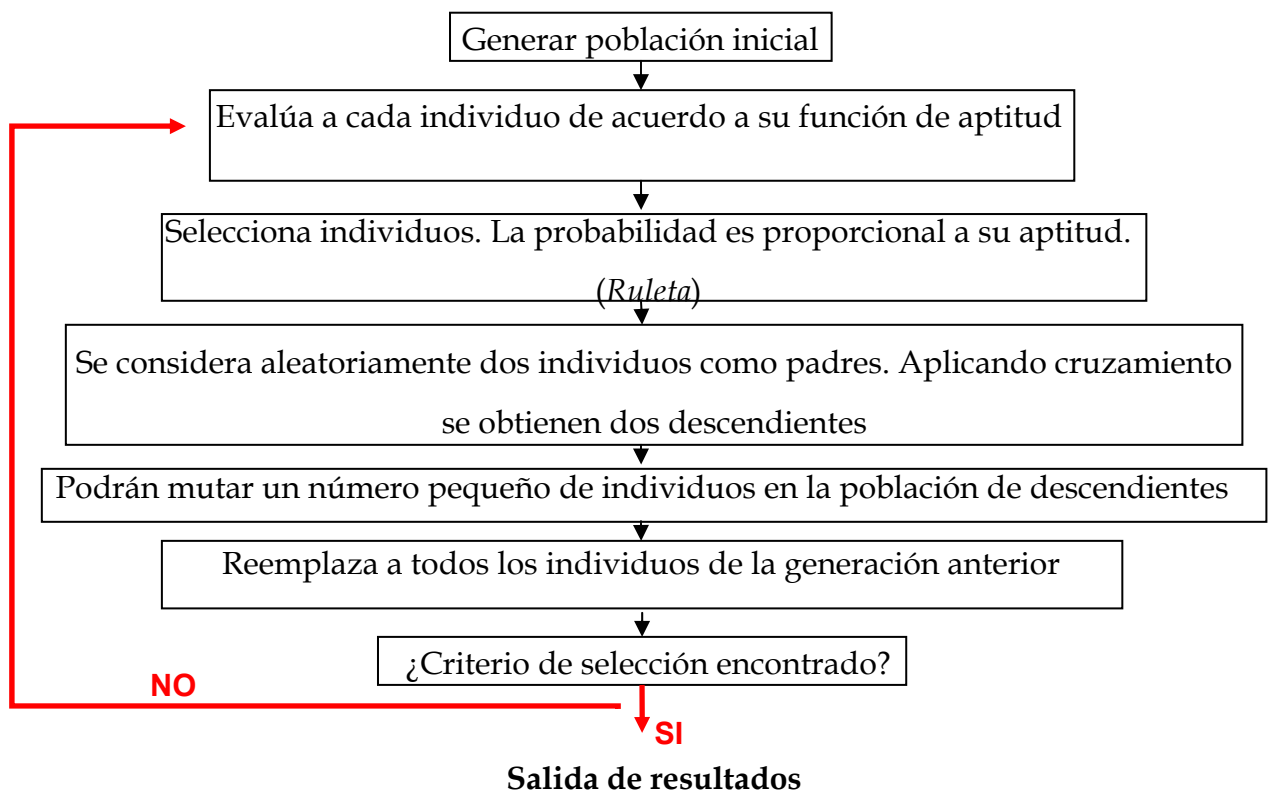


Figura 5-4: Algoritmo básico de un algoritmo genético

La función objetivo del problema será: [32]

(5.35)

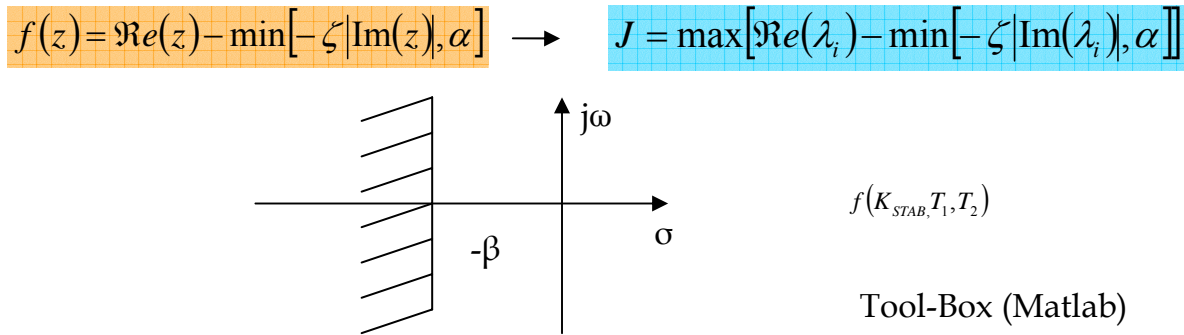


Figura 5-5: Función objetivo del algoritmo genético

Mediante esta función se encontrará los valores más aptos de los PSS para el sistema eléctrico deseado.

A saber:

#### 5.4.1 REPRESENTACION DEL INDIVIDUO

Cualquier algoritmo genético requiere la representación de un cromosoma para describir a cada individuo en la población de interés. Cada individuo o cromosoma se forma por una secuencia de genes. Existen muchas formas de estructurar un cromosoma dependiendo del problema a resolver, entre las más utilizadas se encuentran los dígitos binarios (0, 1). [35]

#### 5.4.2 FUNCIÓN DE INICIO EVALUACIÓN Y TERMINACIÓN

El algoritmo genético debe iniciar a partir de un conjunto de individuos o soluciones potenciales agrupados dentro de una población. Esta población *inicial* se genera normalmente de forma aleatoria. La población inicial puede ser creada mediante la selección directa de soluciones potencialmente buenas y el resto de la población generada de manera aleatoria. El algoritmo genético se mueve de generación en generación, creando y seleccionando descendientes hasta que el criterio de terminación es satisfecho.

La evaluación se lleva a cabo calculando la aptitud de un individuo a partir del genotipo (el cromosoma del individuo).

El criterio de *terminación* del algoritmo genético se puede realizar de diferentes maneras, normalmente el más común es un límite de iteraciones o generaciones. [35,31]

### 5.4.3 FUNCIÓN DE SELECCIÓN

La selección de individuos para producir generaciones sucesivas es una parte fundamental e importante de un algoritmo genético. En el algoritmo se desarrolla una selección probabilística con base en la aptitud de cada individuo; en consecuencia, el individuo que tiene la más alta aptitud tiene mayor probabilidad de ser seleccionado para ser transmitido a la siguiente generación. De esta forma, un individuo en la población tiene la posibilidad de ser seleccionado más de una ocasión así como el de reproducirse en la siguiente generación.

Existen diferentes técnicas para el proceso de selección, de las cuales se pueden mencionar: [35,33]

- La selección por rango. Son eliminados todos los cromosomas que tienen una aptitud menor a un valor deseado
- Selección por torneo. Se organizan torneos siendo el ganador el cromosoma con mayor aptitud. Éste se transmite directamente a la siguiente generación
- La ruleta. Es el método más utilizado. A los mejores cromosomas se les asigna una oportunidad proporcional a su aptitud de ser seleccionado  $C_i$  (mayor porción de tarta). El algoritmo de muestreo de la ruleta se realiza como se describe a continuación: [31,34]
  - a) Para cada individuo  $C_i$  se calcula la suma acumulada de los valores esperados  $e(C_k)$  para obtener los límites entre los distintos sectores:

$$q_i = \sum_{k=0}^i e(C_k)$$

- b) Se genera un número aleatorio  $r \in [0, N]$ , ( $N$  es la suma de todos los valores esperados).
- c) Si el valor calculado  $q_i \geq r$  el individuo  $C_i$  es seleccionado. De lo contrario, se transmite el individuo  $C_i$  con  $q_{i-1} < r \leq q_i$ ,  $i \geq 2$ . En otras palabras, el algoritmo se repite a través de los individuos de la población sumando los valores esperados hasta que la suma sea mayor o igual al valor  $r$ .
- d) El individuo que haga que esta suma exceda el límite, es el que se selecciona para transmitirle a la siguiente generación

#### 5.4.4 OPERADORES GENÉTICOS

Existen básicamente dos tipos de operadores: *recombinación* y *mutación*. [31]

En el proceso de recombinación a partir de dos individuos conocidos de la población se producen nuevos individuos sustituyendo a los anteriores. Cada individuo participa en la recombinación con una probabilidad que dependerá de su aptitud. Entre las formas de recombinación de dos individuos se encuentran: cruzamiento de un punto, cruzamiento de dos puntos, cruzamiento multipuntos y cruzamiento uniforme. [35]

La mutación es el proceso de modificar la estructura de un individuo para producir uno nuevo, que reemplaza al individuo original si el nuevo individuo resulta mejor. Las formas de realizar la mutación de un individuo se clasifican como: a) mutación estándar; b) inversión de cada bit entre las posiciones determinadas al azar; c) inversión total de los cromosomas.

#### 5.4.5 SELECCIÓN DE VALORES DE LOS PARÁMETROS DEL AG

Existen factores que afectan al desempeño del algoritmo genético de manera significativa. Entre estos factores se encuentran:

- Tamaño de la población. Si hay pocos cromosomas, el algoritmo tiene poca probabilidad de realizar el cruzamiento exitoso, en cambio si hay



muchos cromosomas, el tiempo empleado es mucho mayor y más lenta por lo tanto su convergencia. Se debe elegir un tamaño de población adecuado. [35]

- La probabilidad de cruzamiento. Establece la frecuencia con la que se realiza la cruce. Si la probabilidad es muy pequeña, resultan pocos individuos nuevos como producto de la recombinación y el programa requiere de mayor tiempo de ejecución para encontrar las mejores soluciones. Si es muy grande casi todos los individuos se seleccionan por recombinación, lo que implica que por lo regular no se queden en la población los nuevos individuos, y sus descendientes tendrían un valor demasiado cercano a los individuos de la población inicial. El rango de valores típicos se encuentra entre 0.2 y 0.8 [35]
- Probabilidad de mutación. Si no existe mutación entre los cromosomas, éstos son considerados sin cambio alguno después del cruzamiento, pero si la la mutación es aplicada parte del cromosoma es modificado. El valor adecuado se obtiene mediante  $P=1/n$ , donde  $n$  es la longitud de la representación.[35]



## **6 ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANTE PST**

El programa PST en su versión 3.0 es un programa de simulación y estudio de sistemas eléctricos instruido bajo MATLAB. A pesar de ser un programa algo complejo, es muy resolutivo, potente y de código abierto al ser instruido en MATLAB. Esto permite al usuario definir su formato, secuencia y función.

Se explica a continuación bajo PST, la técnica utilizada para sintonizar los PSS's en el presente documento

### **6.1 MÉTODO DE SINTONIZACIÓN PROPUESTO. ESTADO DEL ARTE**

Usando PST en su versión 3.0, y siguiendo [36] y [37], se muestra en primer lugar el gráfico de representación modal frecuencia-amortiguamiento de un determinado sistema:



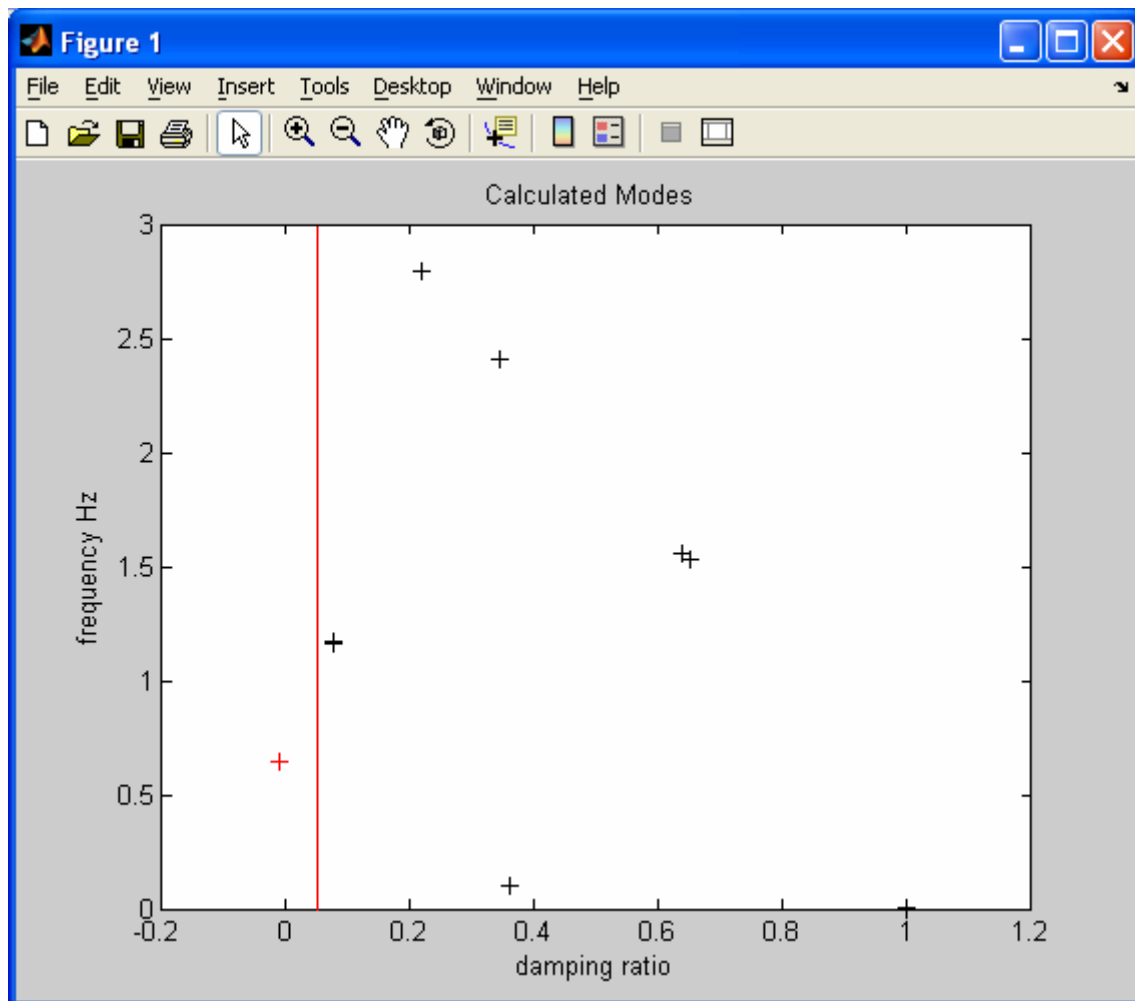
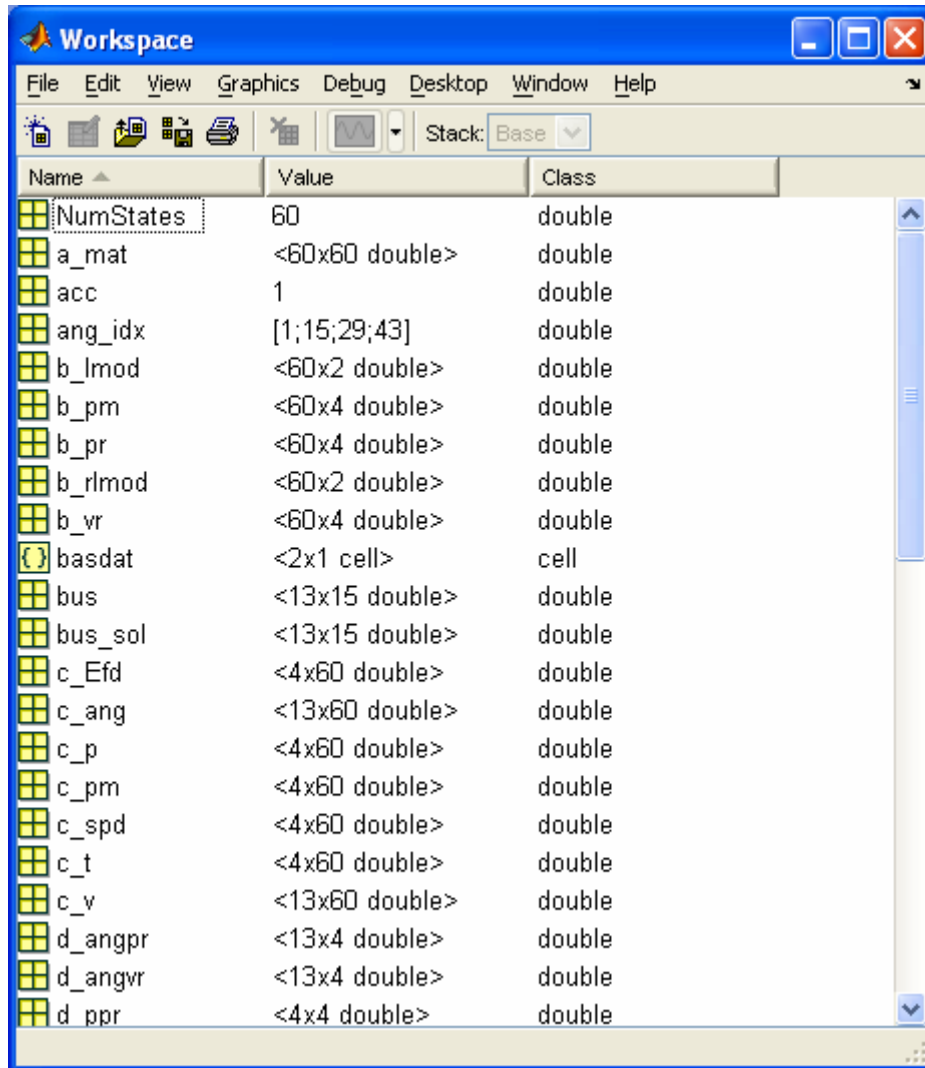


Figura 6-1: Representación modal

Como se aprecia en la Figura 6-1, el sistema analizado resulta inestable y con un margen de amortiguamiento inferior al establecido del 5% (0,05 mostrado en la Figura 6-1 mediante línea continua).

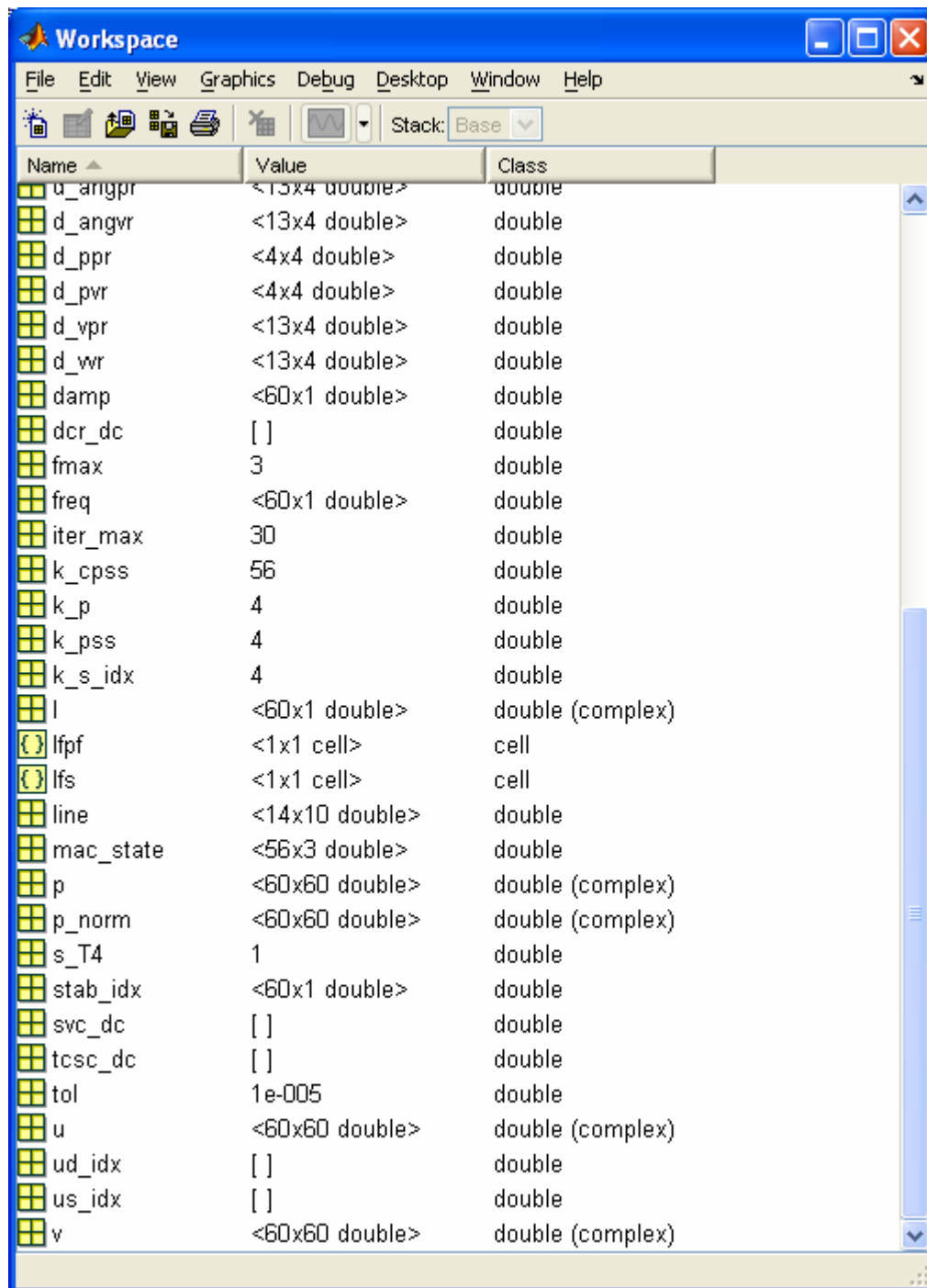
Una vez corrido el flujo de cargas, se muestra el workspace para una mejor definición del sistema:



The screenshot shows the MATLAB Workspace window with the following variables and values:

Name	Value	Class
NumStates	60	double
a_mat	<60x60 double>	double
acc	1	double
ang_idx	[1;15;29;43]	double
b_lmod	<60x2 double>	double
b_pm	<60x4 double>	double
b_pr	<60x4 double>	double
b_rlmod	<60x2 double>	double
b_vr	<60x4 double>	double
basdat	<2x1 cell>	cell
bus	<13x15 double>	double
bus_sol	<13x15 double>	double
c_Efd	<4x60 double>	double
c_ang	<13x60 double>	double
c_p	<4x60 double>	double
c_pm	<4x60 double>	double
c_spd	<4x60 double>	double
c_t	<4x60 double>	double
c_v	<13x60 double>	double
d_angpr	<13x4 double>	double
d_angvr	<13x4 double>	double
d_ppr	<4x4 double>	double

Figura 6-2: Workspace MATLAB



Name	Value	Class
u_angpr	<13x4 double>	double
d_angvr	<13x4 double>	double
d_ppr	<4x4 double>	double
d_pvr	<4x4 double>	double
d_vpr	<13x4 double>	double
d_wvr	<13x4 double>	double
damp	<60x1 double>	double
dcr_dc	[]	double
fmax	3	double
freq	<60x1 double>	double
iter_max	30	double
k_cpss	56	double
k_p	4	double
k_pss	4	double
k_s_idx	4	double
l	<60x1 double>	double (complex)
lfpf	<1x1 cell>	cell
lfs	<1x1 cell>	cell
line	<14x10 double>	double
mac_state	<56x3 double>	double
p	<60x60 double>	double (complex)
p_norm	<60x60 double>	double (complex)
s_T4	1	double
stab_idx	<60x1 double>	double
svc_dc	[]	double
tcsc_dc	[]	double
tol	1e-005	double
u	<60x60 double>	double (complex)
ud_idx	[]	double
us_idx	[]	double
v	<60x60 double>	double (complex)

Figura 6-3: Workspace MATLAB II

El número de estados dinámicos en este modelo es 60 (NumStates) 56 para los generadores y sus controles y cuatro la modulación de las cargas activas y reactivas.



Sus autovalores, amortiguamiento y frecuencia se obtienen usando.

[l damp freq] y son:

Tabla 3: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento

1.0e+002 \*

0	0,01	0
-0,0007	0,01	0
-0,001	0,01	0
-0,001	0,01	0
-0,001	0,01	0
-0,002	0,01	0
-0,002	0,01	0
-0,002	0,01	0
-0,0049	0,01	0
-0.0127 - 0.0057i	0,0091	0,0009
-0.0127 + 0.0057i	0,0091	0,0009
-0.0191 - 0.0000i	0,01	0
-0.0191 + 0.0000i	0,01	0
-0,0191	0,01	0
-0,0318	0,01	0
-0,0327	0,01	0
-0.0363 - 0.0006i	0,01	0,0001
-0.0363 + 0.0006i	0,01	0,0001
-0.0052 - 0.0385i	0,0014	0,0061
-0.0052 + 0.0385i	0,0014	0,0061
-0.0325 - 0.0828i	0,0037	0,0132
-0.0325 + 0.0828i	0,0037	0,0132
-0.0325 - 0.0860i	0,0035	0,0137



$-0.0325 + 0.0860i$	0,0035	0,0137
-0,1006	0,01	0
-0,1007	0,01	0
-0,101	0,01	0
-0,1011	0,01	0
$-0.0577 - 0.0904i$	0,0054	0,0144
$-0.0577 + 0.0904i$	0,0054	0,0144
$-0.0571 - 0.0945i$	0,0052	0,015
$-0.0571 + 0.0945i$	0,0052	0,015
$-0.0505 - 0.1563i$	0,0031	0,0249
$-0.0505 + 0.1563i$	0,0031	0,0249
$-0.0350 - 0.1813i$	0,0019	0,0289
$-0.0350 + 0.1813i$	0,0019	0,0289
-0,2	0,01	0
-0,2	0,01	0
-0,2	0,01	0
-0,2	0,01	0
-0,3071	0,01	0
-0,3118	0,01	0
-0,3605	0,01	0
-0,362	0,01	0
-0,411	0,01	0
-0,4115	0,01	0
$-0.4162 - 0.0007i$	0,01	0,0001
$-0.4162 + 0.0007i$	0,01	0,0001
-0,9459	0,01	0
-0,9463	0,01	0
$-0.9605 - 0.0022i$	0,01	0,0004
$-0.9605 + 0.0022i$	0,01	0,0004

-1	0,01	0
-1	0,01	0
-1	0,01	0
-1	0,01	0
-1.0529 - 0.0021i	0,01	0,0003
-1.0529 + 0.0021i	0,01	0,0003
-1,0614	0,01	0
-1,0622	0,01	0

Todos los autovalores tienen parte real negativa. Esto implica que el sistema es estable. En la Figura 6-1 (frecuencia-amortiguamiento) el valor de amortiguamiento para el valor de autovalor teóricamente cero es cogido como uno si su magnitud es menor a  $10e-04$ , es decir, muy próximo a cero.

La naturaleza de cada modo debería ser reflejada desde su autovector correspondiente. Los estados en el modelo de pequeña señal son ordenados conforme a cada generador. Los estados de los generadores irán en primer lugar y serán agrupados como sigue:

Rotor angle

Rotor speed

$Efd'$

$\psi d''$

$\psi q'$

$\psi q''$

Hasta cinco estados en excitadores

Hasta tres estados en estabilizadores de sistema de potencia

Hasta tres estados de turbina/governor

Hasta tres estados de inducción de motor

Hasta tres estados de inducción de generador

Hasta tres estados en SVC



1 estado de modulación de carga activa

1 estado de modulación de carga reactiva

El número de estados de los generadores se obtiene mediante la función *mac\_state*. La primera columna muestra los modos, la segunda el tipo de estado y la tercera el número de generador. Valores de la columna dos:

1 hasta 6 : Representa estados del generador

7 hasta 11: Representa estados del excitador

12 hasta 14: Representa estados del estabilizador de sistema de potencia

15 hasta 17 representa estados del governor.

**Tabla 4: Tabla de valores *mac\_state***

**mac\_state=**

1	1	1
2	2	1
3	3	1
4	4	1
5	5	1
6	6	1
7	7	1
8	10	1
9	12	1
10	13	1
11	14	1
12	21	1
13	22	1
14	23	1
15	1	2



16	2	2
17	3	2
18	4	2
19	5	2
20	6	2
21	7	2
22	10	2
23	12	2
24	13	2
25	14	2
26	21	2
27	22	2
28	23	2
29	1	3
30	2	3
31	3	3
32	4	3
33	5	3
34	6	3
35	7	3
36	10	3
37	12	3
38	13	3
39	14	3
40	21	3
41	22	3
42	23	3
43	1	4
44	2	4





45	3	4
46	4	4
47	5	4
48	6	4
49	7	4
50	10	4
51	12	4
52	13	4
53	14	4
54	21	4
55	22	4
56	23	4

Para el modo uno (autovalor cero) el autovector viene dado por  $[(1:NumStates)'$   
 $u(:,1)]$  y se muestra a continuación.

**Tabla 5: Autovector modo 1**

1	1
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	0



12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0
25	0
26	0
27	0
28	0
29	0
30	0
31	0
32	0
33	0
34	0
35	0
36	0
37	0
38	0
39	0
40	0



41	0
42	0
43	0
44	0
45	0
46	0
47	0
48	0
49	0
50	0
51	0
52	0
53	0
54	0
55	0
56	0
57	0
58	0
59	0
60	0

El autovector no tiene entradas asociadas al estado de ángulo de rotor. El autovalor por tanto tendría que tener valor nulo (0) como así es, ya que el flujo de cargas se ha realizado con muy baja tolerancia. Esto es debido al hecho de que el sistema dinámico no se altera si todos los ángulos son cambiados al mismo valor.

Autovalores 19 y 20 corresponden a modos inter-área. Véase porque. Sus autovectores son respectivamente:

**Tabla 6: Autovectores de modos 19 y 20**

1	$-0.0306 + 0.1093i$	$-0.0306 - 0.1093i$
2	$0.0012 + 0.0002i$	$0.0012 - 0.0002i$
3	$0.0168 + 0.0245i$	$0.0168 - 0.0245i$
4	$0.0149 + 0.0190i$	$0.0149 - 0.0190i$
5	$0.0010 + 0.0024i$	$0.0010 - 0.0024i$
6	$0.0023 + 0.0025i$	$0.0023 - 0.0025i$
7	$0.0084 + 0.0008i$	$0.0084 - 0.0008i$
8	$0.7158 - 0.4953i$	$0.7158 + 0.4953i$
9	$-0.0000 + 0.0000i$	$-0.0000 - 0.0000i$
10	$-0.0466 - 0.0071i$	$-0.0466 + 0.0071i$
11	$-0.0470 + 0.0003i$	$-0.0470 - 0.0003i$
12	$-0.0248 - 0.0143i$	$-0.0248 + 0.0143i$
13	$0.0022 - 0.0137i$	$0.0022 + 0.0137i$
14	$0.0005 + 0.0001i$	$0.0005 - 0.0001i$
15	$0.0257 - 0.0260i$	$0.0257 + 0.0260i$
16	$0.0009 - 0.0001i$	$0.0009 + 0.0001i$
17	$0.0015 + 0.0314i$	$0.0015 - 0.0314i$
18	$-0.0023 + 0.0233i$	$-0.0023 - 0.0233i$
19	$-0.0079 + 0.0034i$	$-0.0079 - 0.0034i$
20	$-0.0085 + 0.0077i$	$-0.0085 - 0.0077i$
21	$0.0030 - 0.0025i$	$0.0030 + 0.0025i$
22	1	1
23	$-0.0000 + 0.0000i$	$-0.0000 - 0.0000i$
24	$-0.0346 + 0.0022i$	$-0.0346 - 0.0022i$
25	$-0.0337 + 0.0076i$	$-0.0337 - 0.0076i$
26	$-0.0200 - 0.0064i$	$-0.0200 + 0.0064i$
27	$-0.0006 - 0.0102i$	$-0.0006 + 0.0102i$



28	$0.0004 + 0.0000i$	$0.0004 - 0.0000i$
29	$0.0165 - 0.2580i$	$0.0165 + 0.2580i$
30	$-0.0015 + 0.0004i$	$-0.0015 - 0.0004i$
31	$-0.0245 + 0.0107i$	$-0.0245 - 0.0107i$
32	$-0.0259 + 0.0154i$	$-0.0259 - 0.0154i$
33	$-0.0077 + 0.0110i$	$-0.0077 - 0.0110i$
34	$-0.0049 + 0.0172i$	$-0.0049 - 0.0172i$
35	$-0.0155 + 0.0056i$	$-0.0155 - 0.0056i$
36	$0.4096 + 0.6292i$	$0.4096 - 0.6292i$
37	$-0.0000 - 0.0000i$	$-0.0000 + 0.0000i$
38	$0.0605 - 0.0134i$	$0.0605 + 0.0134i$
39	$0.0576 - 0.0226i$	$0.0576 + 0.0226i$
40	$0.0371 + 0.0058i$	$0.0371 - 0.0058i$
41	$0.0038 + 0.0178i$	$0.0038 - 0.0178i$
42	$-0.0007 + 0.0001i$	$-0.0007 - 0.0001i$
43	$0.0207 - 0.2403i$	$0.0207 + 0.2403i$
44	$-0.0013 + 0.0003i$	$-0.0013 - 0.0003i$
45	$-0.0244 + 0.0158i$	$-0.0244 - 0.0158i$
46	$-0.0266 + 0.0185i$	$-0.0266 - 0.0185i$
47	$-0.0106 + 0.0116i$	$-0.0106 - 0.0116i$
48	$-0.0083 + 0.0193i$	$-0.0083 - 0.0193i$
49	$-0.0149 + 0.0044i$	$-0.0149 - 0.0044i$
50	$0.5611 + 0.6515i$	$0.5611 - 0.6515i$
51	$-0.0000 - 0.0000i$	$-0.0000 + 0.0000i$
52	$0.0535 - 0.0107i$	$0.0535 + 0.0107i$
53	$0.0510 - 0.0189i$	$0.0510 + 0.0189i$
54	$0.0326 + 0.0058i$	$0.0326 - 0.0058i$
55	$0.0030 + 0.0158i$	$0.0030 - 0.0158i$
56	$-0.0006 + 0.0001i$	$-0.0006 - 0.0001i$



57	0	0
58	0	0
59	0	0
60	0	0

Los estados del ángulo de rotor se identifican usando:

```
ang_idx = find(mac_state(:,2)==1);
```

**Tabla 7: Estados del ángulo del rotor**

ang_idx
=
1
15
29
43

Representando polarmente los estados correspondientes al ángulo del rotor (cuatro generadores) conforme al autovector 20:

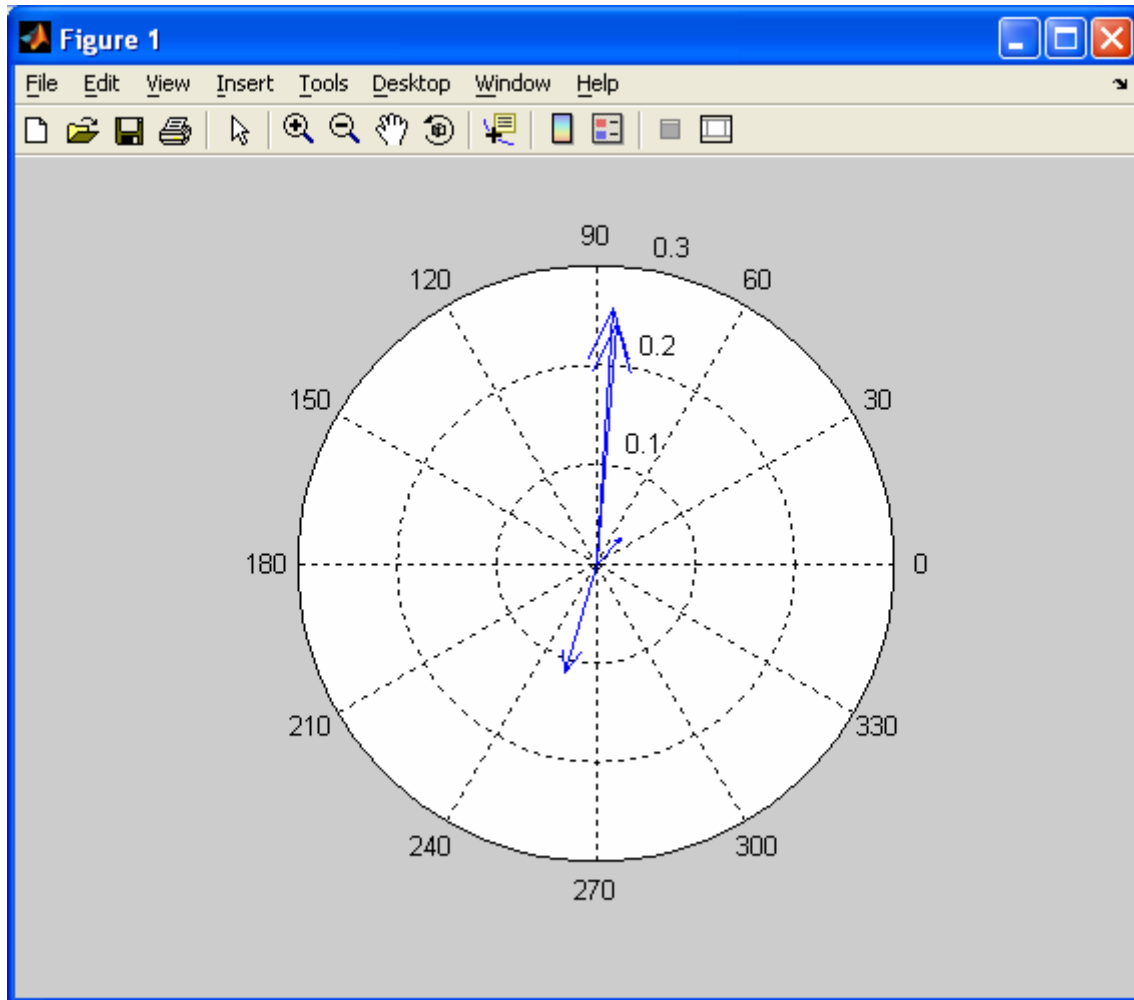


Figura 6-4: Representación polar

El autovector asociado a un modo indica el cambio relativo en el estado que sería observado cuando ese modo de oscilación es excitado. Esto confirma la hipótesis anterior de que el modo 20 es un modo inter-área, ya que existe generadores oscilando en contra otros. Sin embargo, el mayor valor del autovector se aprecia para el segundo estado del excitador (generador 2). Esto significa que el modo inter-área será mas fácilmente observado (observabilidad) viendo este estado, pero no significa que ese estado sea bueno para controlarlo (controlabilidad).

El factor de participación es una medida fácil para indicar el mejor lugar (generador) de instalación de los PSS. Muestra la sensibilidad de un autovalor ante un cambio en la diagonal de la matriz de estado. Los factores de participación referentes al estado de la velocidad rotórica indican la sensibilidad de un modo para añadir amortiguamiento al funcionamiento de los generadores.

Se muestra gráfico de los factores de participación para el autovector 20:

```
bar(real(p(ang_idx+1,20)));
```

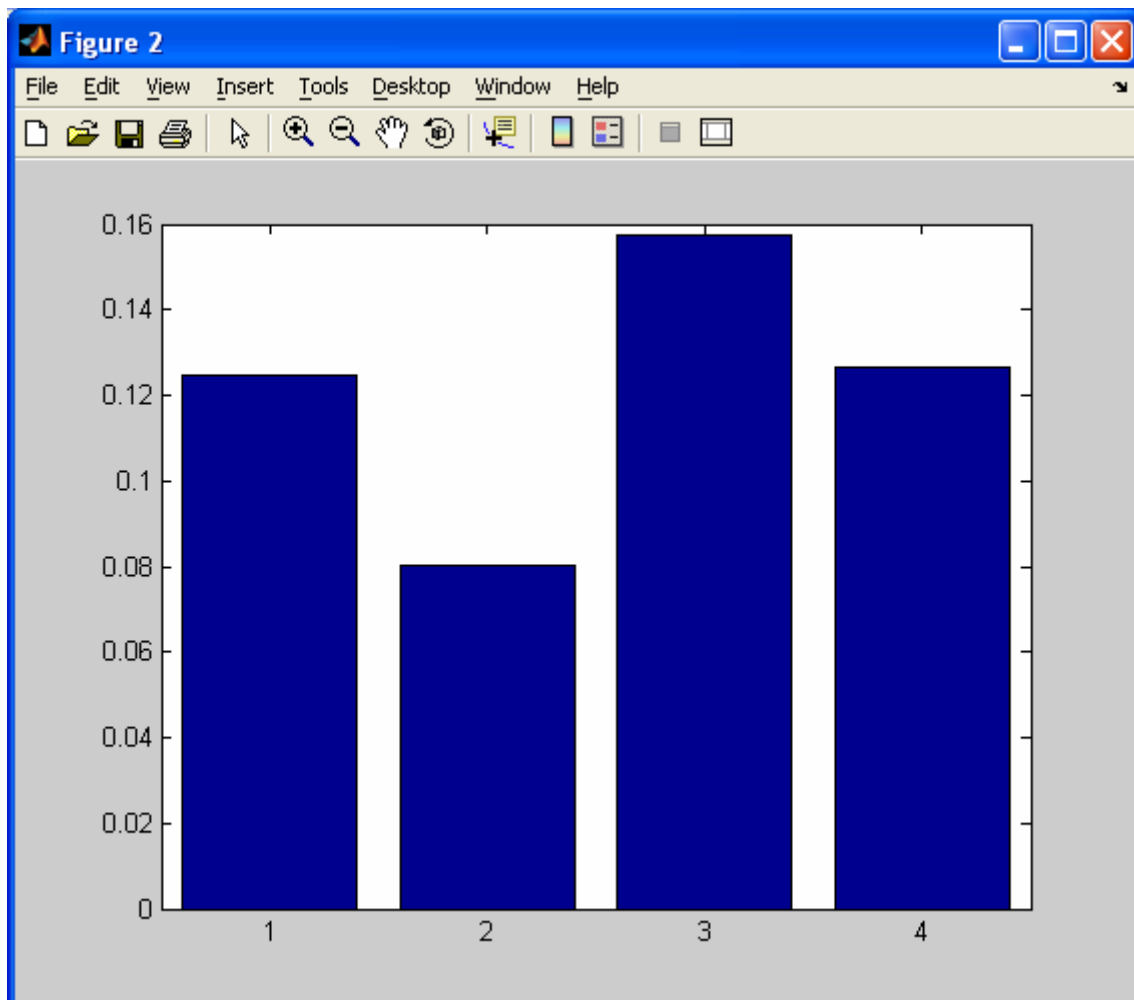


Figura 6-5: Factores de participación

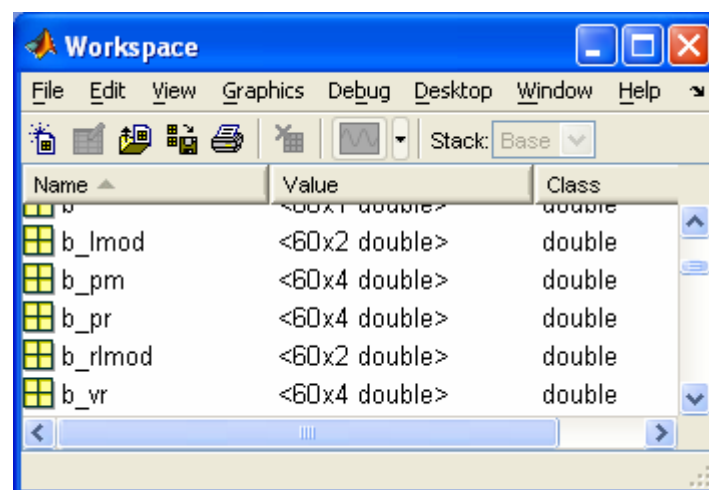


La participación de los generadores en el modo estudiado es notoria y semejante, motivo por el cuál apoya la teoría de modo inter-área.

Si la parte real del factor de participación es positiva como se muestra en el caso, un par de amortiguamiento en el correspondiente generador añadirá amortiguamiento al modo. En este caso, un par de amortiguamiento para cualquier generador añadirá amortiguamiento al modo inter-área.

El modelo de estado espacio del sistema (matrices A,B,C y D) se construye usando '*stsp*' de PST usando MATLAB Control Toolbox.

Para las matrices de observabilidad y controlabilidad (B y C) se dispone de varias salidas para controlar y observar. Se muestran a continuación.



Name	Value	Class
b	<60x1 double>	double
b_lmod	<60x2 double>	double
b_pm	<60x4 double>	double
b_pr	<60x4 double>	double
b_rlmod	<60x2 double>	double
b_vr	<60x4 double>	double

Figura 6-6: Parámetros de salida

Donde las más utilizadas son: b\_vr (tensión de referencia del generador) y b\_pm (potencia mecánica del generador)

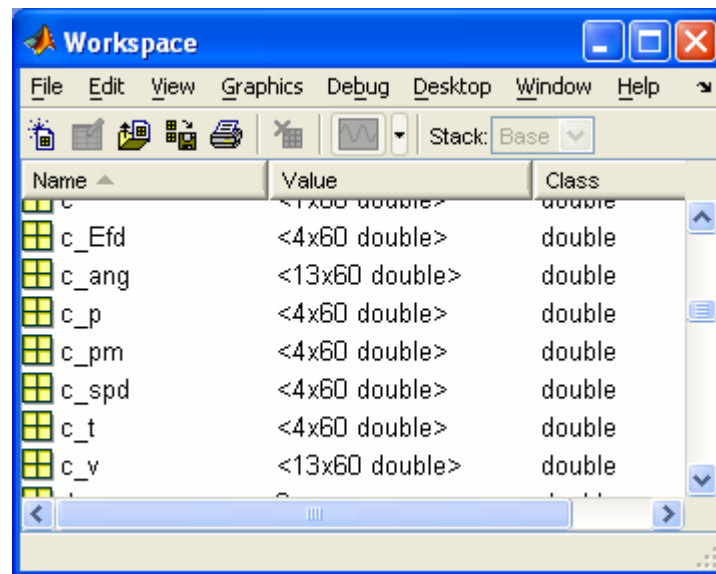


Figura 6-7: Parámetros de entrada

En la controlabilidad hay mayor rango de utilización. Por orden se describe: Tensión de flujo directo, ángulo rotor, potencia, potencia mecánica, variación de velocidad, tiempo y tensión.

El método más práctico para determinar el sistema requerido de alimentación de estabilizador de fase es tratar de coincidir con el desfase entre el voltaje de referencia de la excitación y la salida del generador cuando el ángulo del generador y la velocidad no cambien. Si el estabilizador compensa exactamente esta fase, se produce una torsión en el eje del generador en antifase a la velocidad del generador, es decir, actúa como un amortiguador ideal. En MATLAB este modelo se puede obtener mediante la **supresión de la velocidad y ángulo de las filas de la matriz de estado** y la matriz **B** asociados con la **excitación de referencia**, y la velocidad y ángulo de las columnas de la matriz de Estado y de la matriz **C** asociada con la **potencia del generador**.

## 6.2 APLICACIÓN A SISTEMA DE 4 GENERADORES

Para analizar todo lo propuesto hasta ahora, se va a tratar de estudiar la estabilidad en pequeña señal de dos sistemas eléctricos. El primero de ellos es un sistema de cuatro generadores totalmente aleatorio basado en dos áreas, que servirá para adivinar la eficiencia del método propuesto en el epígrafe anterior. Este sistema consta de 13 buses, 14 líneas de transmisión y cuatro generadores. Los datos del sistema (véase Apéndice A) se distribuyen entre datos estáticos (tensiones en nudos, cargas en líneas etc) y datos dinámicos (datos entre los que se encuentran los gobernadores, excitadores, PSS's etc.).

Se concluye:

Basándose en lo anteriormente descrito en lo referente al análisis en pequeña señal, utilizando PST 3.0, se procederá al estudio de implantación de PSS para mejorar la estabilidad del sistema descrito. (Apéndice A).

En primer lugar se realiza un análisis modal frecuencia-amortiguamiento de los autovalores del sistema, obtenido mediante la matriz de estado-espacio 'A'.

De este análisis se obtiene la siguiente gráfica (Figura 6-8):

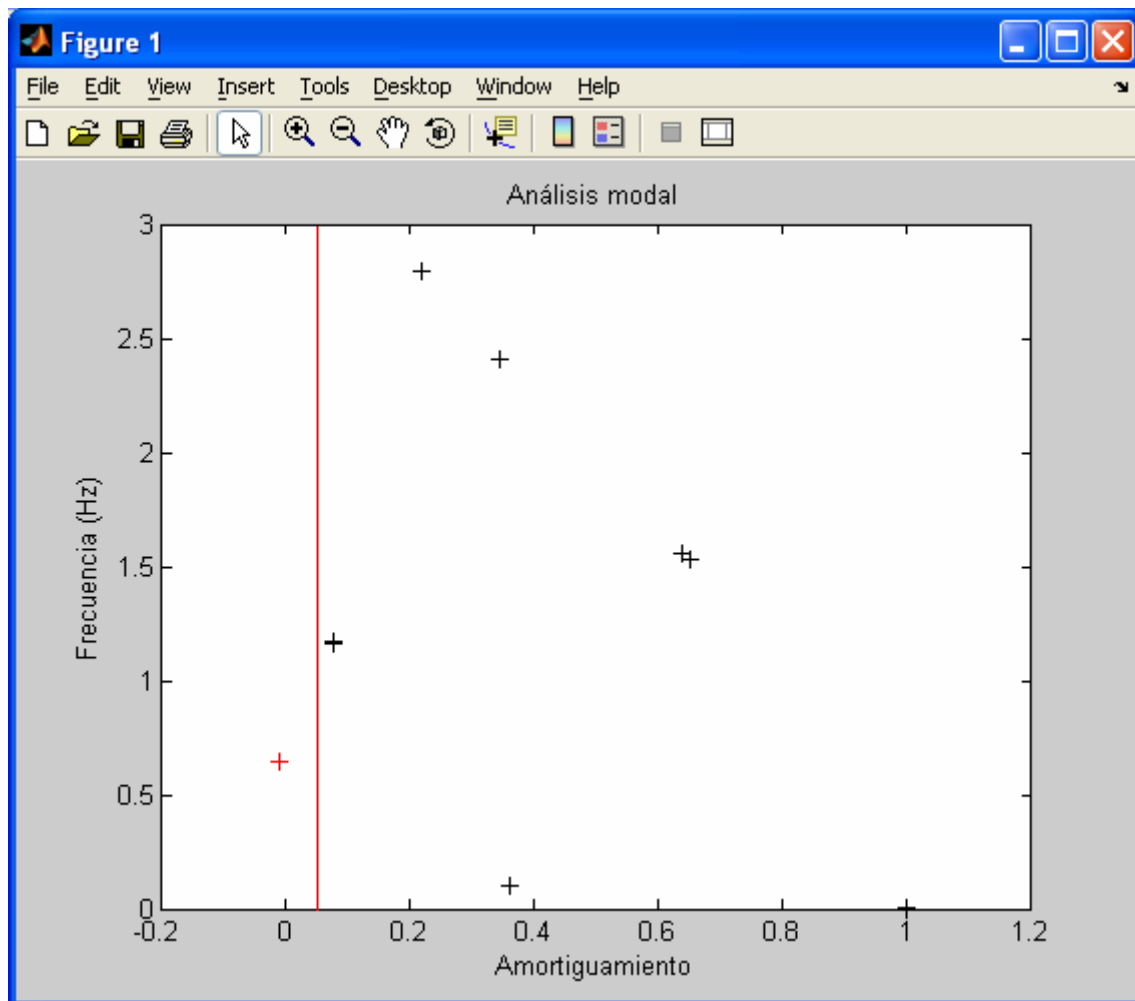


Figura 6-8: Análisis modal

De esta gráfica se interpreta la inestabilidad del sistema debido al valor de amortiguamiento negativo marcado en rojo y correspondiente a valores de Amortiguamiento de -0.01102 y frecuencia 0.6412.

Para diseñar un PSS, se necesita un modelo del sistema sin los estados del rotor del generador. La entrada al sistema será la referencia de voltaje en el generador en el cuál instalaremos el PSS. La salida será la potencia eléctrica del generador.

Para el valor marcado que habilita la inestabilidad del sistema, corresponde el autovalor (15,16) en su forma compleja:  $0.04 - 4.03j$  ;  $0.04 + 4.03j$ .

El siguiente paso será encontrar todos los modos correspondientes a los estados del ángulo del rotor para construir un sistema estado espacio con fase ideal, ya que serán estos los que contribuyan en el retraso de fase. Así, usando *mac\_state* y fijándonos en los datos correspondientes, se concluye:

Modo 1

Modo 12

Modo 23

Modo 34

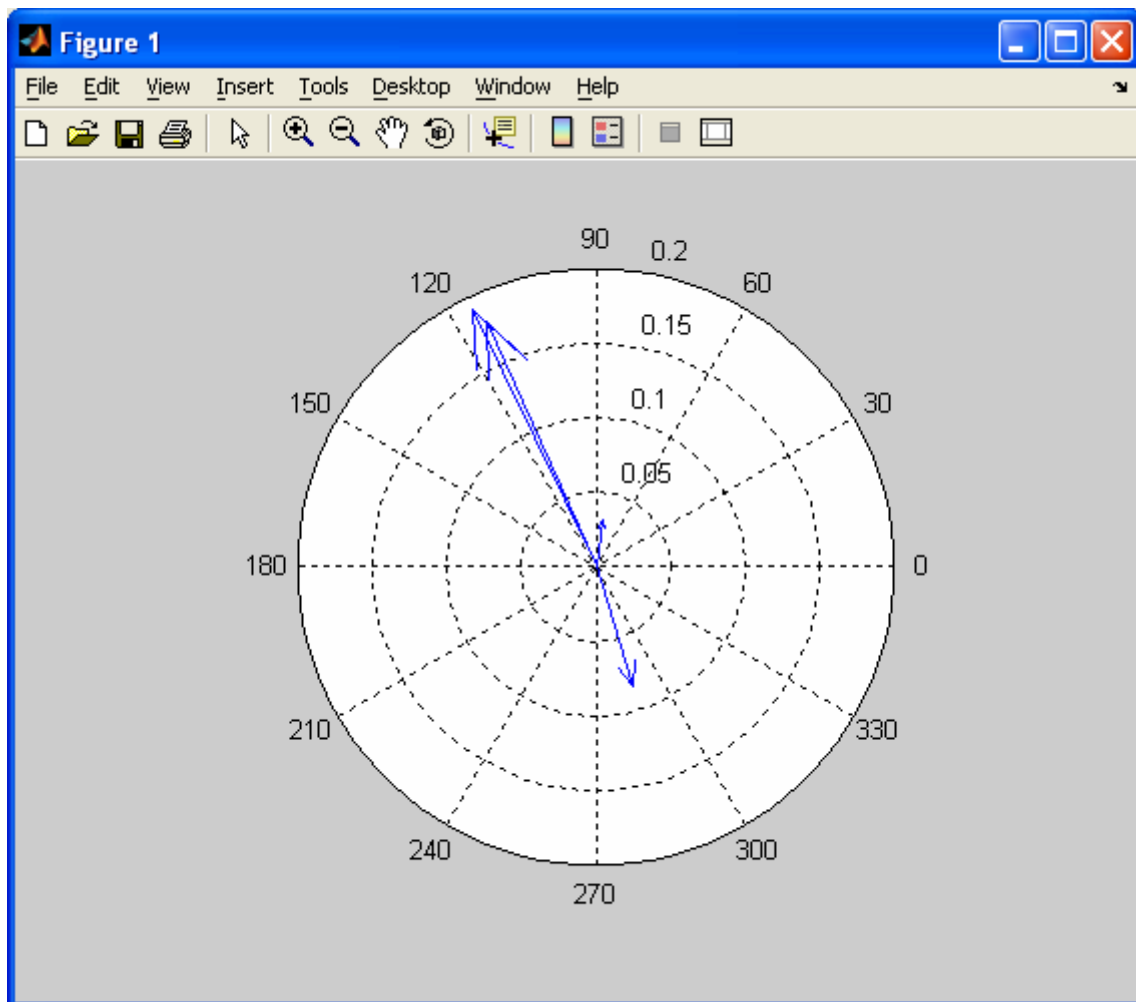


Figura 6-9. Representación polar

Se comprueba para los estados anteriores la observabilidad correspondiente al autovector 16.

Para cada uno de los estados de la velocidad Modo  $X + 1$ , se obtiene el factor de participación correspondiente como mejor método para la ubicación de los PSS:

Modo 1:

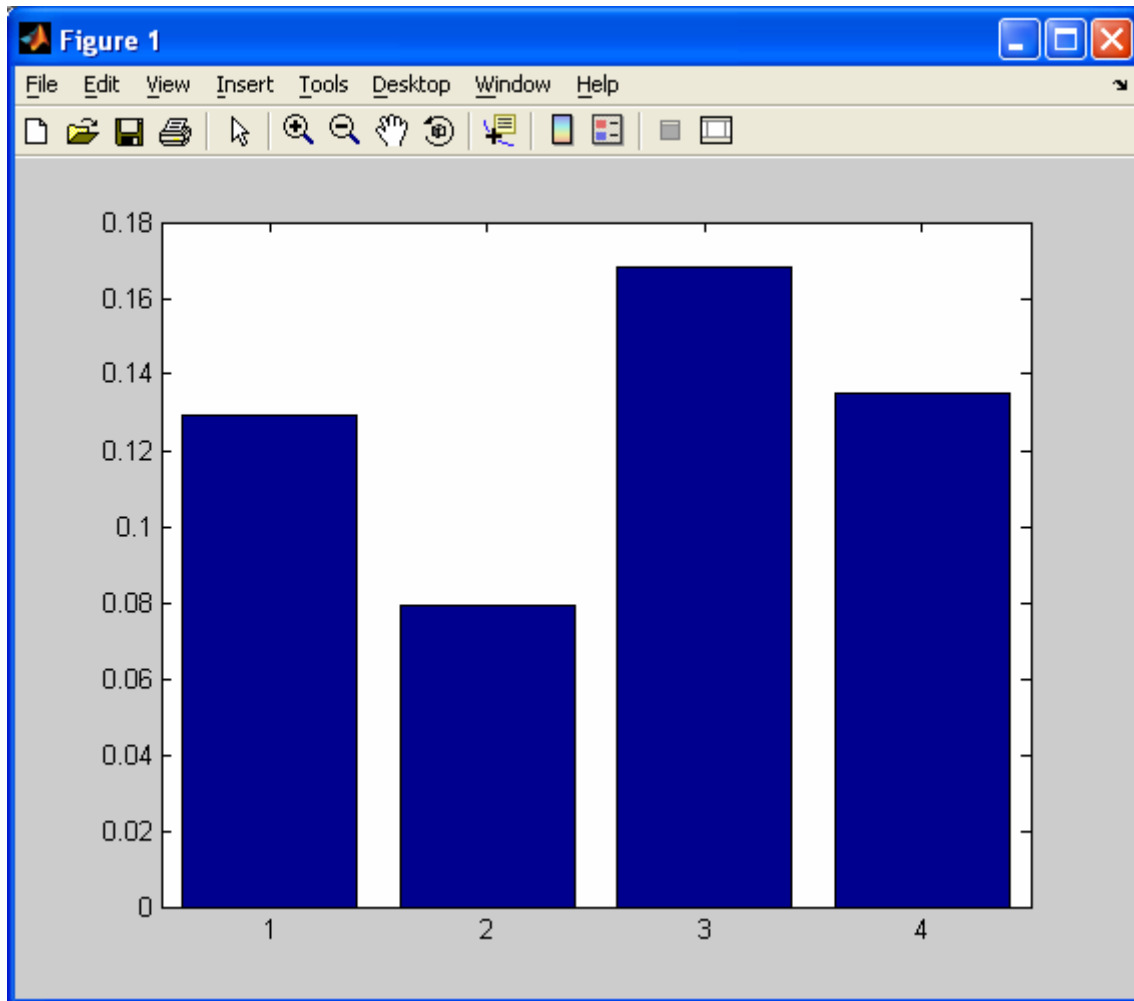


Figura 6-10: Factores de participación

Con valores:

Tabla 8: Valores de los diferentes factores de participación

G1	G2	G3	G4
0.1293	0.0791	0.1684	0.1348

De los resultados anteriores se obtienen diversas conclusiones. En primer lugar se trata de un modo inter-área debido a que son los cuatro generadores los que tienen especial relevancia en ese modo, que según lo mostrado en el apéndice referente a los datos del sistema estudiado, se trata de los cuatro generadores del sistema. Por lo tanto todos los generadores están implicados en el amortiguamiento de ese modo. En segundo lugar, a mayor valor del factor de participación mayor será la contribución del generador en el modo.

El siguiente paso consistirá en encontrar las variables (ganancias, y constantes de tiempos) de los PSS que se tendrá que instalar en los diferentes generadores.

Para resolver este paso, se compone mediante la función *svrefd1* de PST, el modelo de estado espacio compuesto por las matrices A,B,C y D. La entrada al sistema será la referencia de voltaje en el generador en el cuál instalaremos el PSS. La salida será la potencia eléctrica del generador.

Se construye la respuesta del estabilizador de potencia ideal mediante *stsp* de PST y asociado al generador 1; generador de referencia

```
spssd = stsp(a,b,c,d);
```

De este modo y usando:

```
f = linspace(0.1,2,100);
```

```
[f,ympd,yapd]=fr_stsp(spssd,f)
```

Donde:

```
[f,ymag,yphase] = fr_stsp(s,ftype,fstart,fstep,fend)
```

f es la frecuencia del vector

ymag es la magnitud del vector

yphase es la fase del vector en grados

ftype = 'lin' proporciona un rango lineales de frecuencias

fstart es la frecuencia inicial en Hz

fstep es la frecuencia de paso en Hz

fend es la frecuencia final en Hz

El negativo del retraso de fase entre el voltaje de referencia (entrada) y la potencia de salida (salida) muestra el estabilizador ideal (negativo de la función *spssd*).

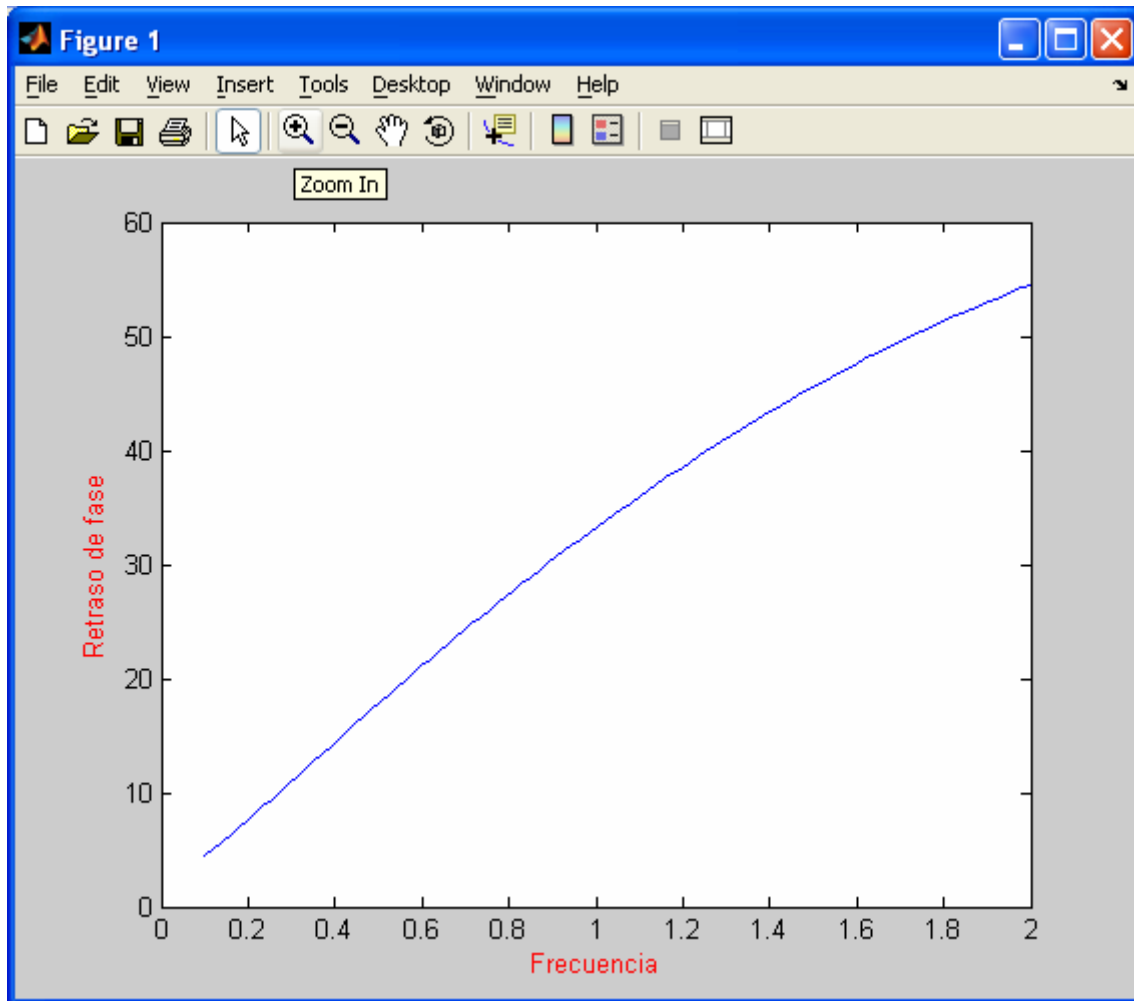


Figura 6-11: Retraso de fase ideal

Obviamente, esto no puede ser medido. Sin embargo, *Larsen and Swann* [B] pronosticaron que el retraso de fase ideal es cercano al negativo del retraso de fase entre la tensión de referencia del excitador y la del generador.

Para un sistema de dos áreas, si el flujo de cargas entre el área uno y el dos es reducido (cercano a 0 MW) los modos inter-área son estables.



Un estabilizador de sistema de potencia según su forma reducida tal y como se introdujo en capítulos anteriores, viene determinado por:

$$spss = \frac{sT_{w0}}{1 + sT_{w0}} \left( \frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right)^2 \quad (6.1)$$

De tal modo que un modelo de estado espacio será construido según:

`Spss1=wo_stsp(10).*ldlg_stsp(1,0.02,0.07).*ldlg_stsp(1,0.02,0.07);`

Donde:

`function sw=wo_stsp(T);`

`sw = sT/(1+sT).` Filtro wash-out. Este valor se tomará con valor 10 (no es ámbito de estudio), que es un valor típico para este tipo de estabilizadores.

`function sll = ldlg_stsp(K,Td,Tn)`

`sll = K(1+sTn)/1+sTd)`

`syntax s = ldlg_stsp(K,Td,Tn)`

Forma un estado espacio para  $K(1+sT_1)/(1+sT_2)$ , es decir, para tiempos y ganancia.

Sabido esto, se construirá un modelo para el PSS a instalar en el generador 1, de tal modo que el retraso de fase del mismo sea suficientemente cercano al retraso de fase ideal mostrado en la Figura 6-12. Para ello:

`spss1 = wo_stsp(10).*ldlg_stsp(1,.02,.07).*ldlg_stsp(1,.02,.07);`

Véase que se representa el PSS con ganancia 1 para calcular únicamente su respuesta en frecuencia (cálculo de compensación de fase). La ganancia se calculará una vez definidas las constantes de tiempo mediante prueba error, hasta llegar a un valor mínimo aceptable e impuesto para este tipo de estudios del 5% de amortiguamiento.

Representando en la misma gráfica se ve el resultado:

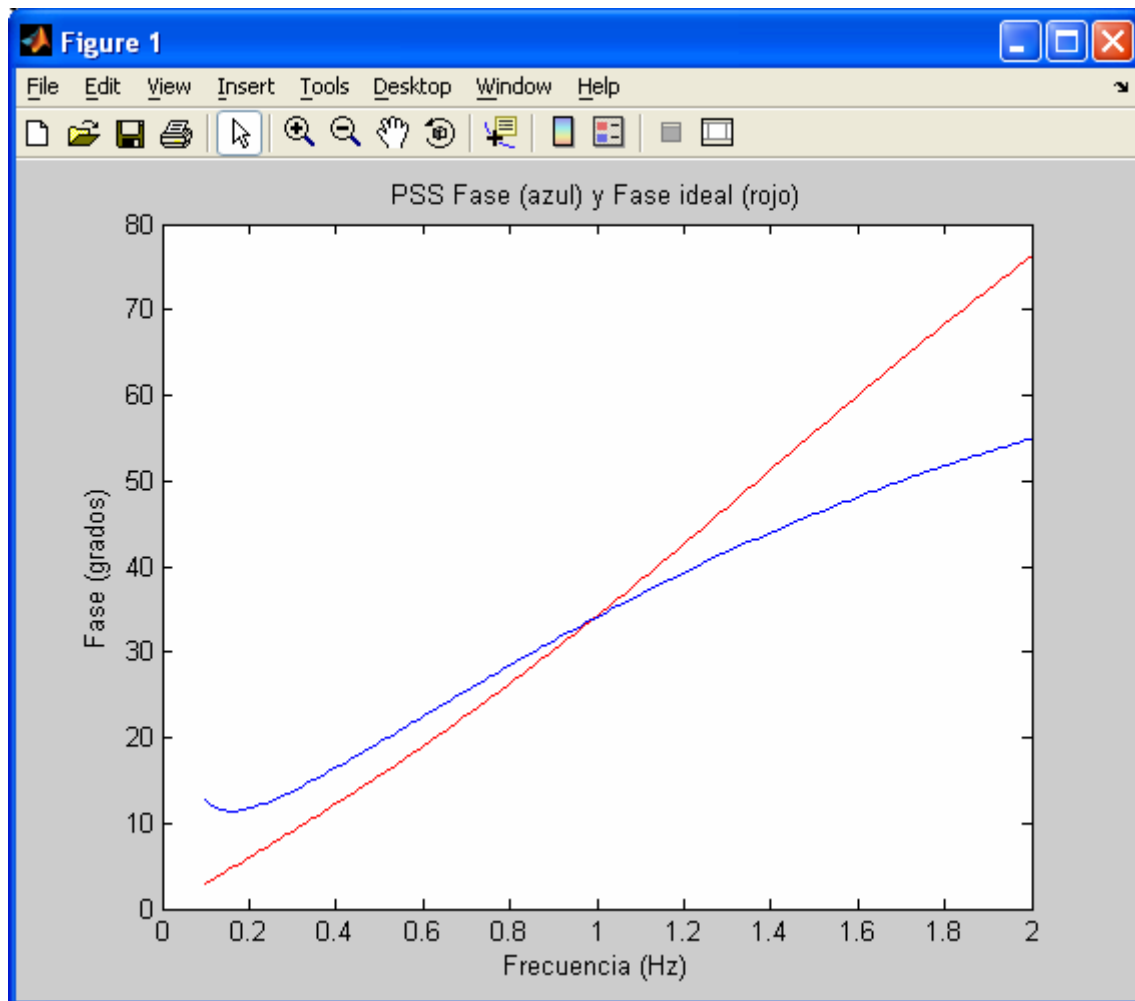


Figura 6-12: Ajuste de fase PSS generador 1

En la Figura 6-12, se muestra como ambas gráficas, son suficientemente cercanas, por lo tanto la respuesta en frecuencia del PSS estará bien diseñada.

Para el generador 2 y actuando del mismo modo:

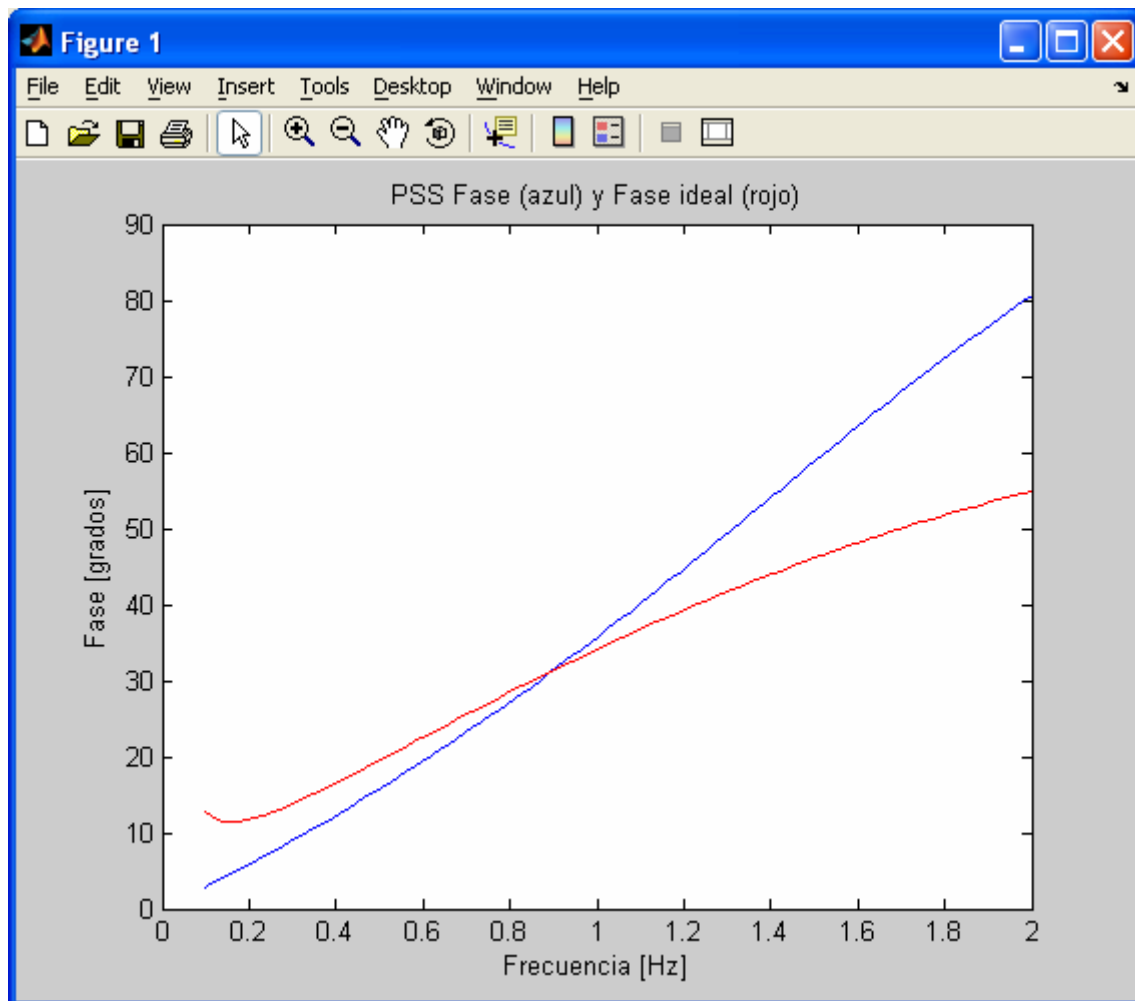


Figura 6-13: Ajuste de fase PSS generador 2

Para el generador 3 y actuando del mismo modo.

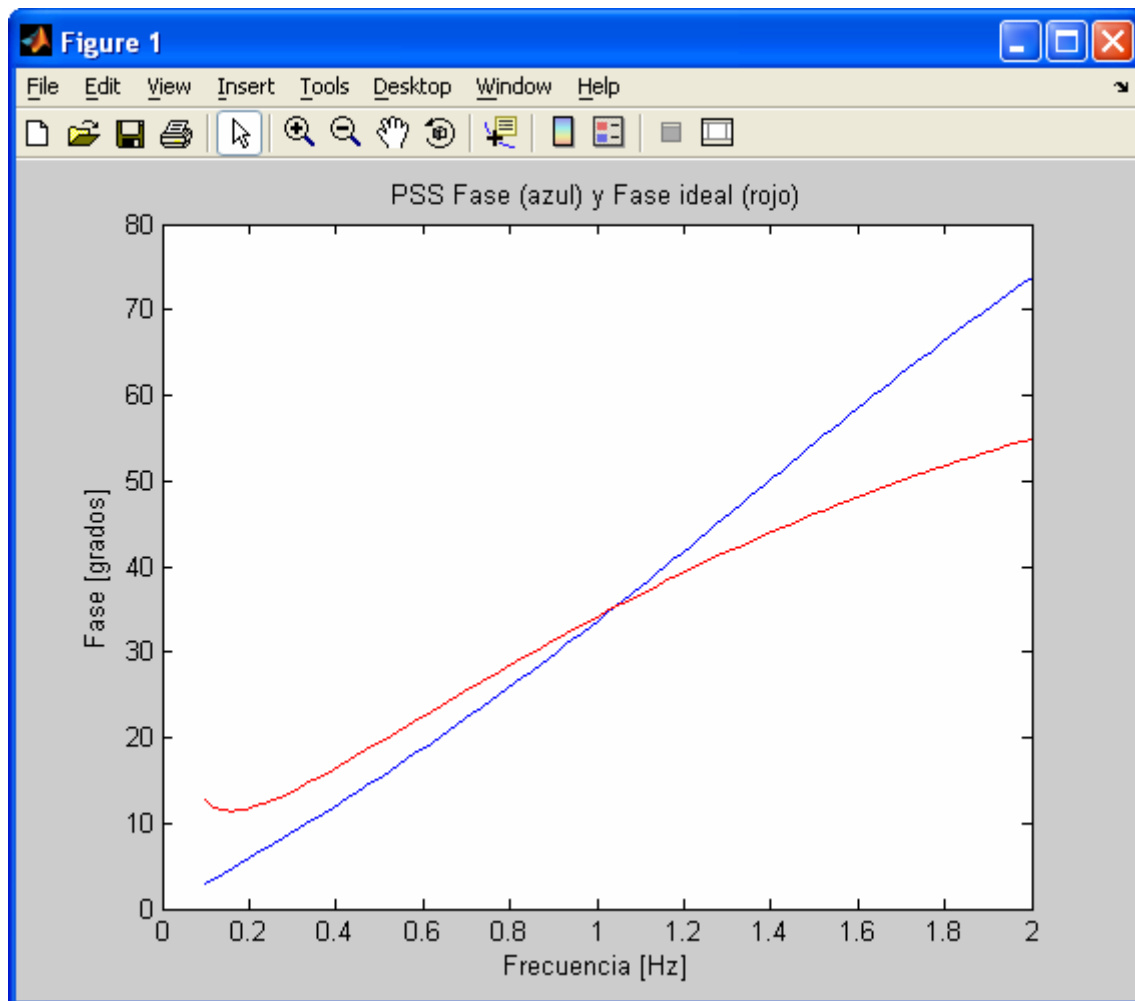


Figura 6-14: Ajuste de fase generador 3

Para el generador 4 y del mismo modo:

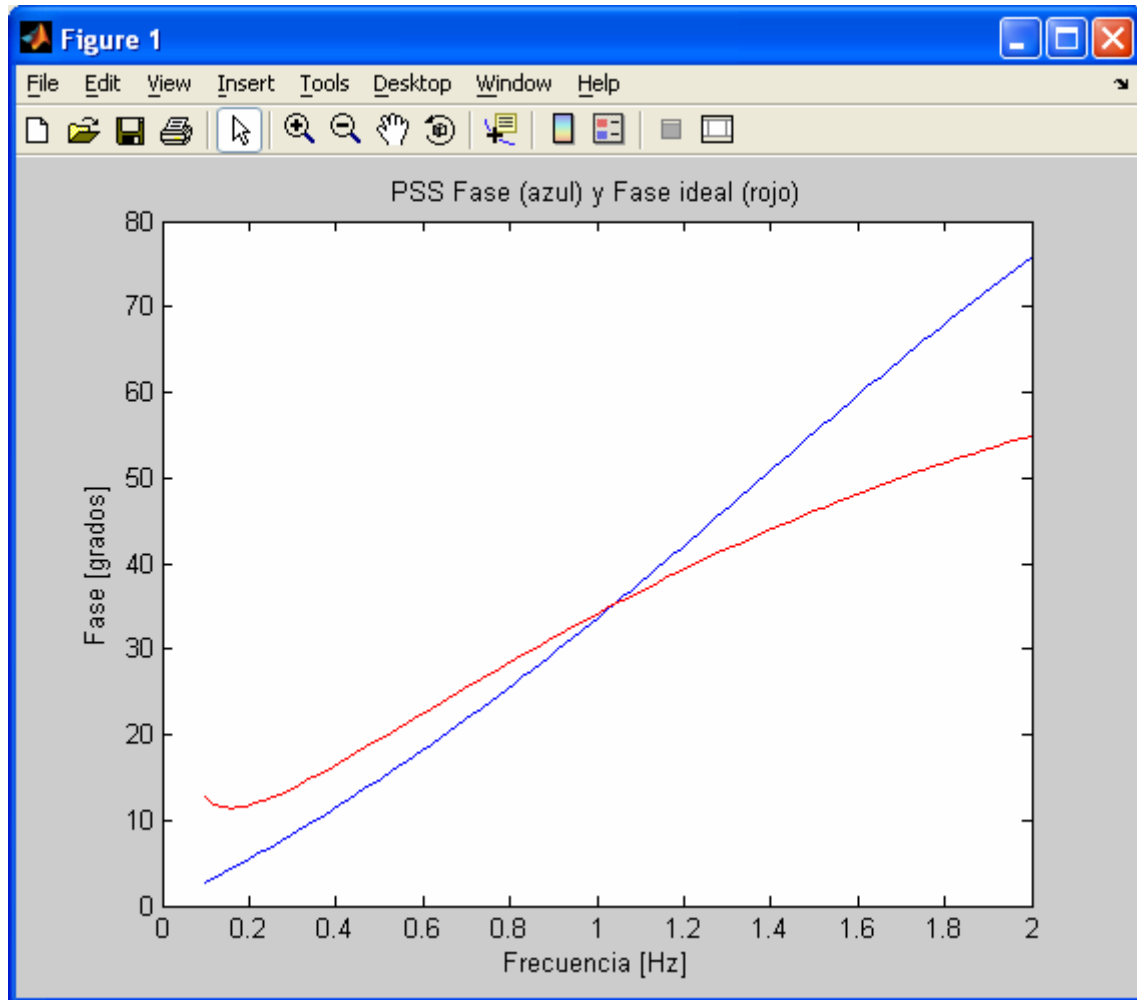


Figura 6-15: Ajuste de fase PSS generador 4

Se ha comprobado, que para unos mismos valores de constantes de tiempos y ganancias, los PSS actúan de forma similar en el rango de frecuencias estimado (modo local e inter-área). En resumen, se incorporarán cuatro PSS con los valores calculados:

Tabla 9: Valores resumen. Sintonización PSS

PSS	Ganancia	$T_{w0}$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$T_4$
1	13	10	0.07	0.02	0.07	0.02
2	13	10	0.07	0.02	0.07	0.02

3	13	10	0.07	0.02	0.07	0.02
4	13	10	0.07	0.02	0.07	0.02

#### ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el sistema estudiado sin la instalación de los PSS tal y como se mostró en la Figura 6-8, el sistema resultaba inestable debido al autovalor (15,16) que hacía efecto cascada al resto del sistema. Se muestra con dichos datos el lugar de las raíces:

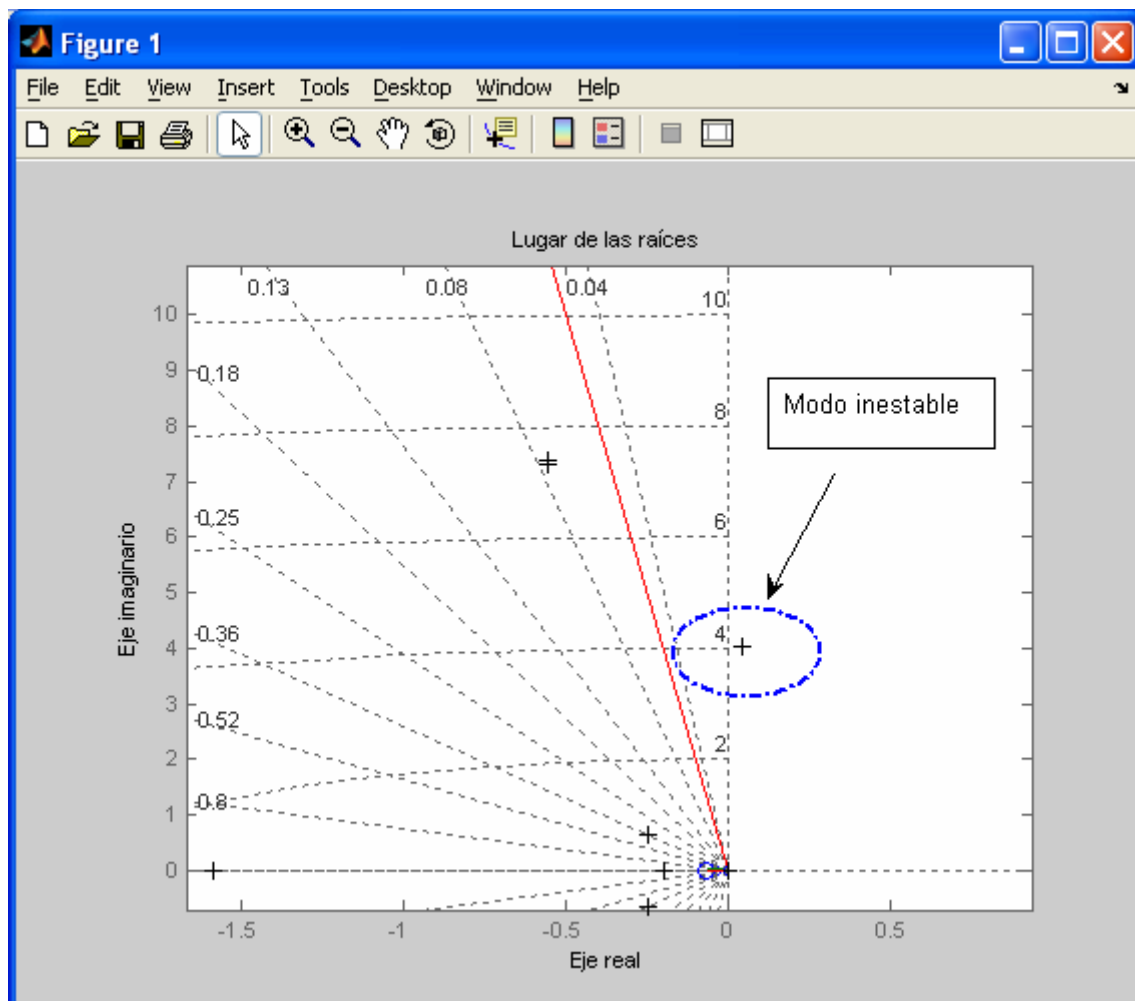


Figura 6-16: Lugar de las raíces

Se muestra de manera aclaratoria la disposición del modo inestable ( con parte negativa en su eje real). La línea de color rojo, muestra el límite del 5% de amortiguamiento marcado para este estudio. Modos por encima del 5% se suponen bien amortiguados.

La incorporación de los PSS calculados al sistema, supone un cambio en su respuesta ante pequeñas perturbaciones. Este cambio se percibe viendo la respuesta modal del sistema. Se muestra en la siguiente figura dicha respuesta medida en términos de frecuencia y amortiguamiento:

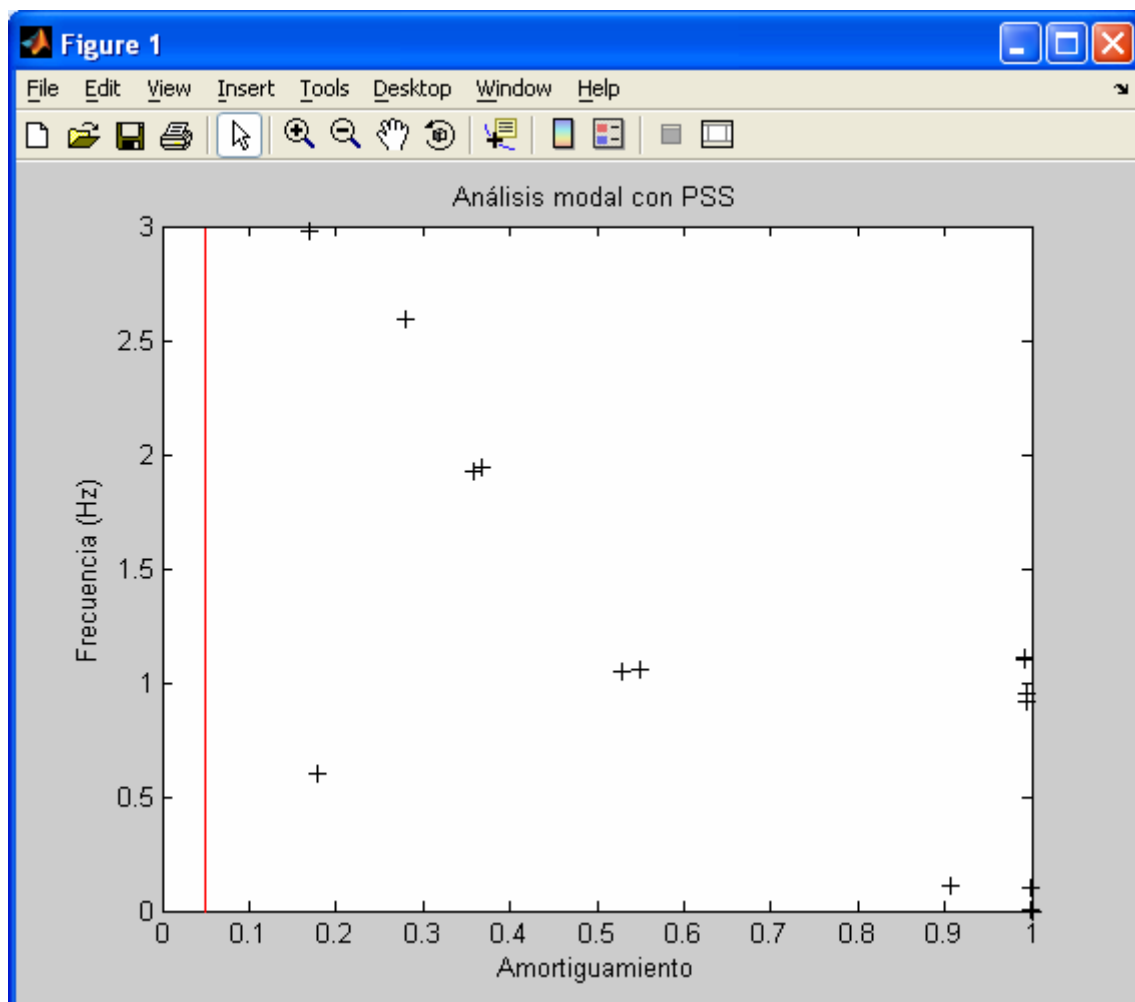


Figura 6-17: Análisis modal con PSS's

Como se aprecia, todos los modos de oscilación sobrepasan el 5% de amortiguamiento. El modo anteriormente inestable, ha pasado a ser estable con un porcentaje de amortiguamiento superior al 10%.

Viendo el lugar de las raíces:

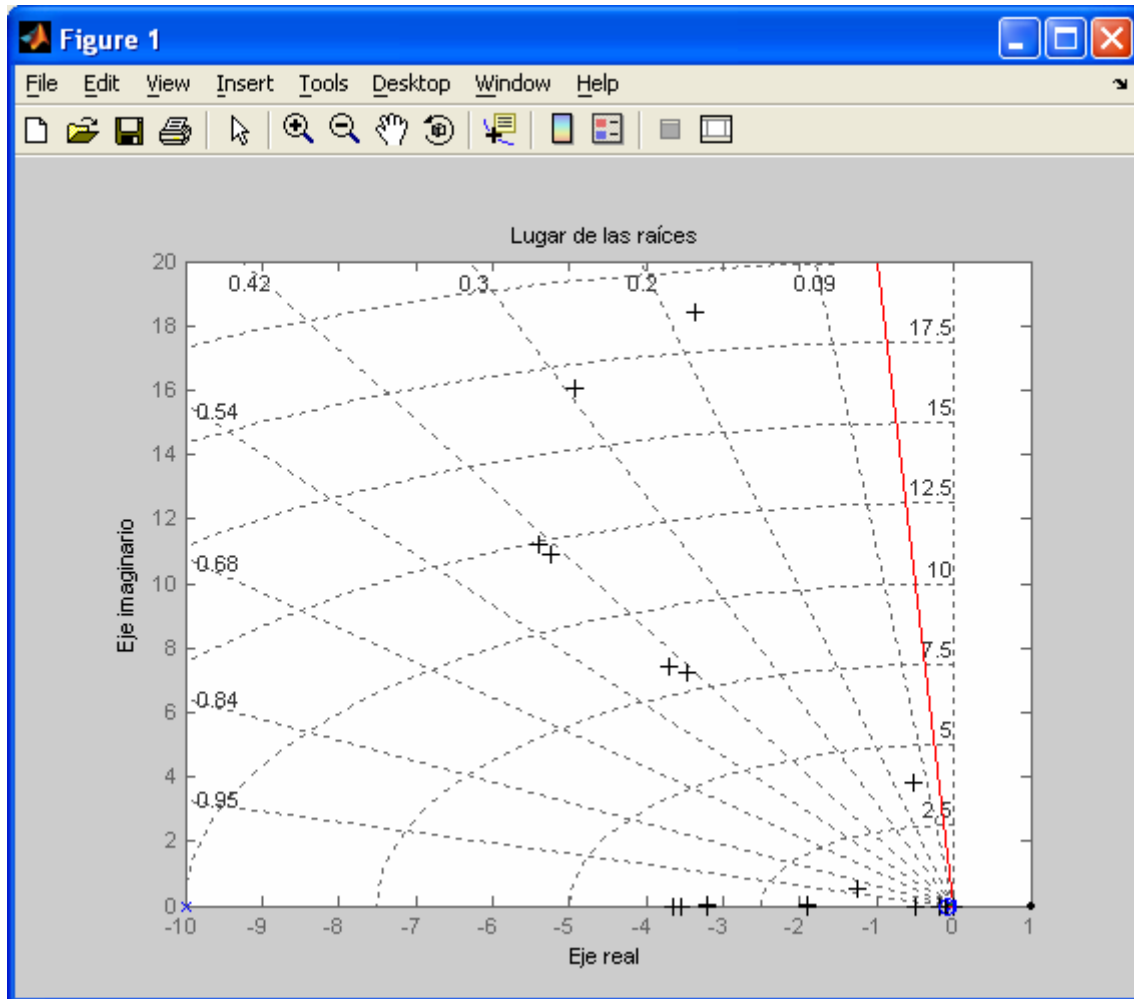


Figura 6-18: Lugar de las raíces detallado con PSS's

En representación normalizada en eje real e imaginario (polos y ceros), todos los modos están a la izquierda del límite de amortiguamiento del sistema. Haciendo una representación conjunta de ambos sistemas (con PSS y sin PSS) se pueden apreciar los cambios de una manera más notoria:



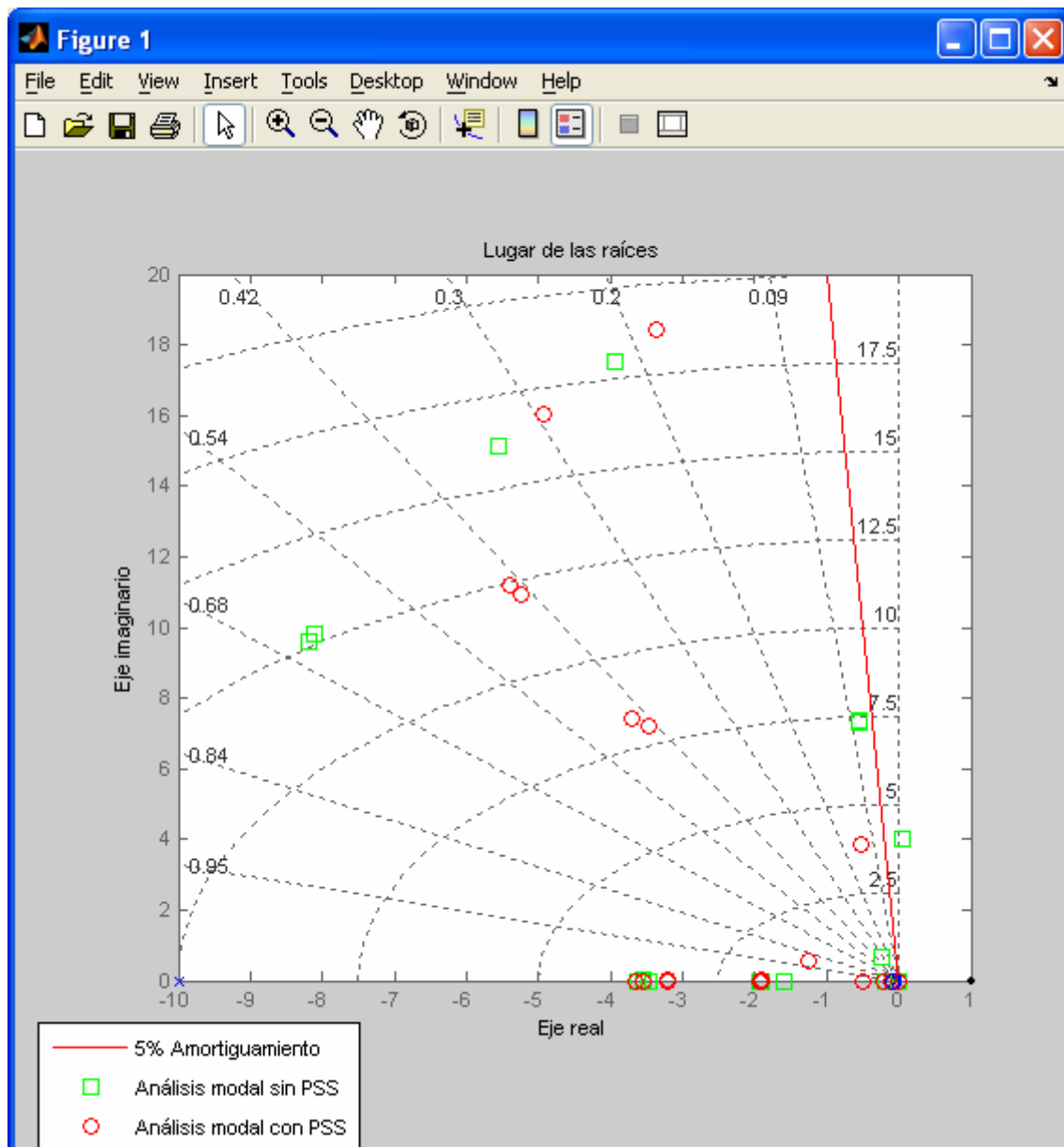


Figura 6-19: Comparativa del lugar de las raíces

Personalizando al modo inestable:

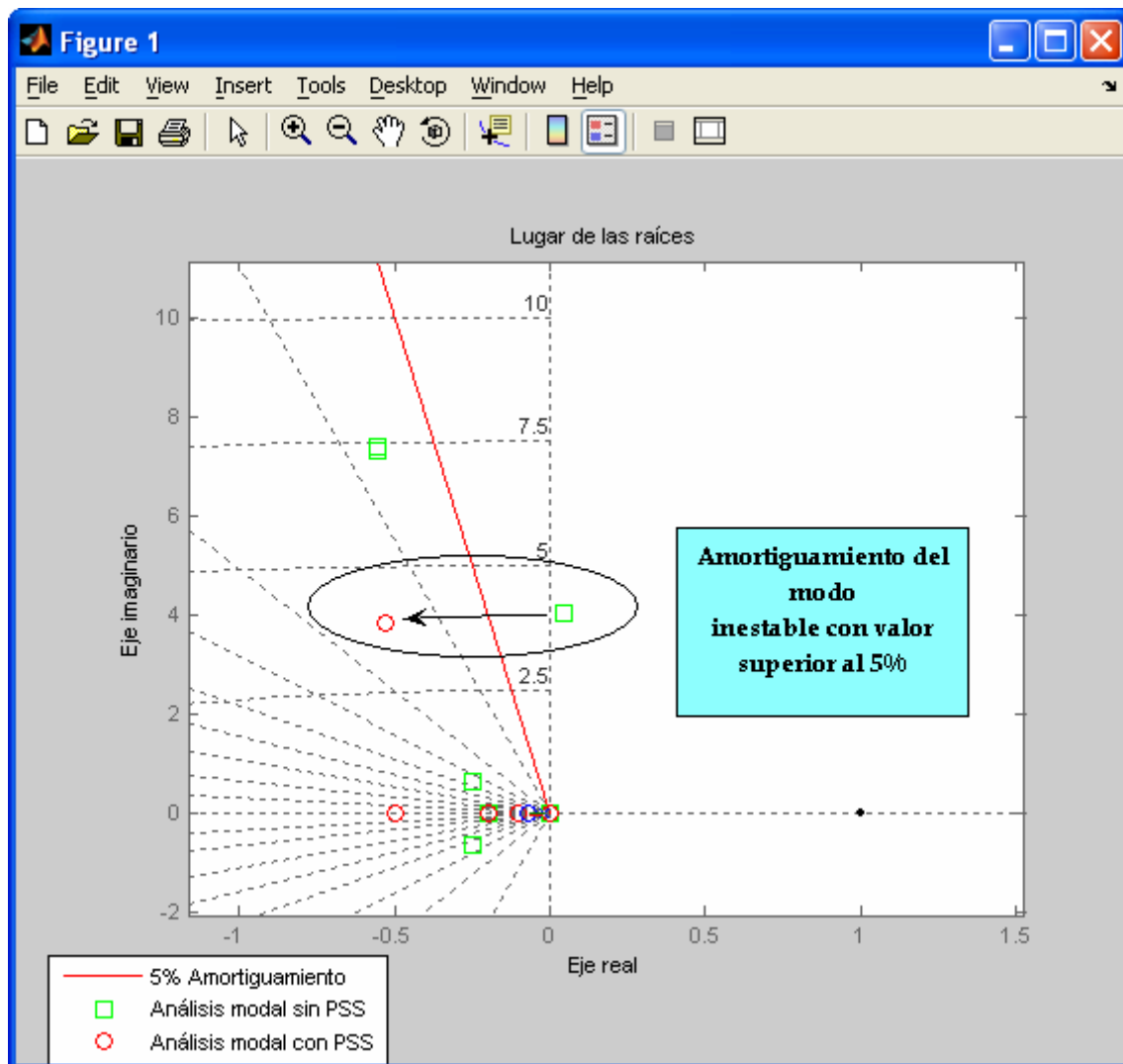


Figura 6-20: Amortiguamiento de modo inestable

Al incorporar los PSS en el sistema, se aprecian cambios significativos que merecen ser comentados.

Por un lado, se aprecia que para el modo estudiado (único inestable y por tanto poco amortiguado del sistema) la compensación por retraso de fase de los diferentes módulos de los PSS incorporados es correcta ya que la variación de dicho modo es prácticamente lineal como se puede apreciar en la Figura 6-20, resultando su variación de fase muy baja.

Por otro lado, en la ganancia de los PSS hay que tener en cuenta que a mayor participación del generador en dicho modo, más influirá en el

movimiento del mismo y menos en los restantes modos de oscilación. Dicho esto y variando la ganancia en un rango de 1 a 15 se prueba que la estimación óptima se consigue para un valor de 10. Ya que sobrepasado este valor, el modo anteriormente inestable se va haciendo cada vez más estable a costa de la pérdida de amortiguamiento en los restantes, de modo que se tiene que conseguir un equilibrio entre este y los restantes. Este valor sería aquel para el cuál el amortiguamiento de al menos dos modos sea semejante.

El bucle de representación con ganancia 10 del PSS se muestra en la siguiente figura.

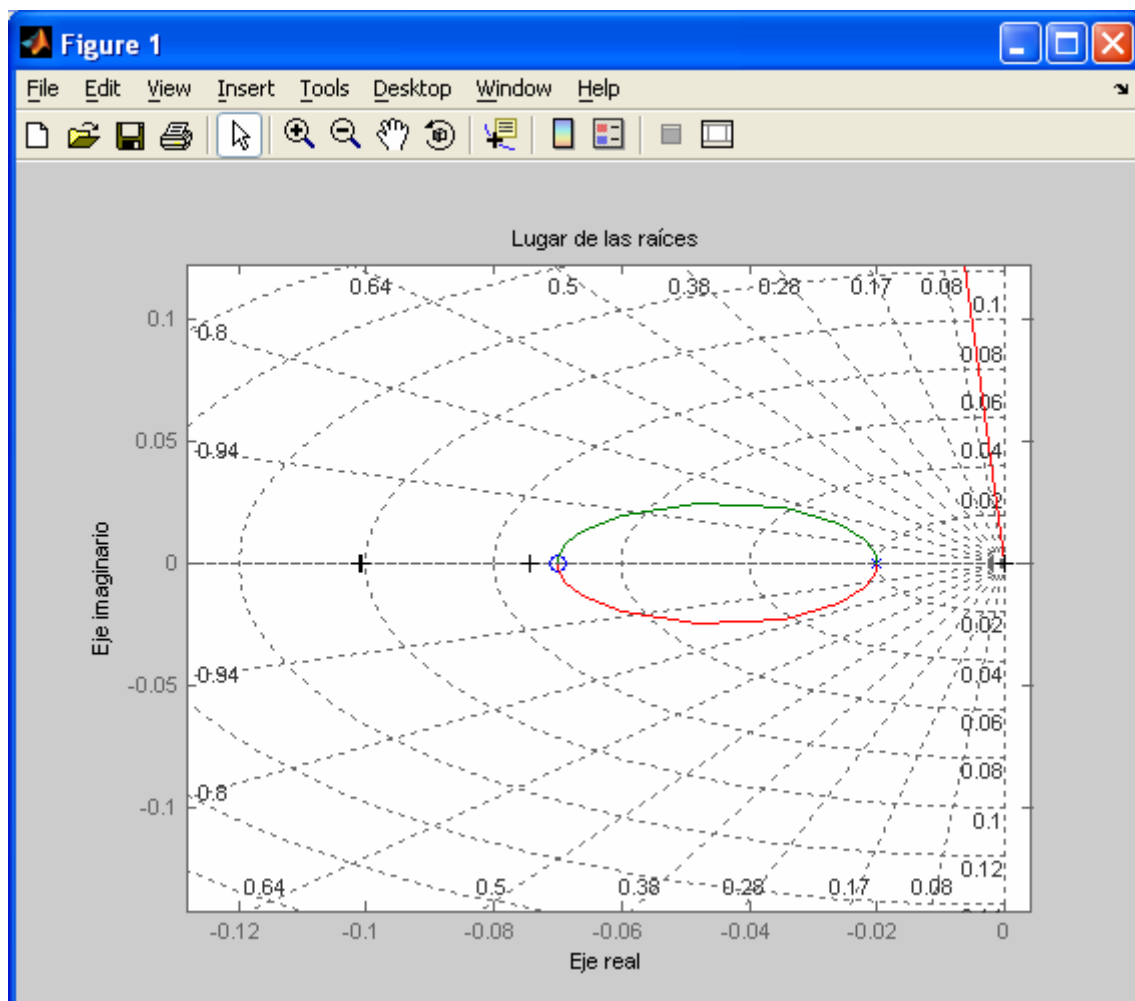


Figura 6-21: Respuesta de PSS

Una vez diseñado el nuevo sistema se estudiará la respuesta del mismo ante una perturbación, comprobando así los diferentes resultados obtenidos con la incorporación o no de los PSS.

En primer lugar se muestran diferentes resultados obtenidos con el sistema inestable.

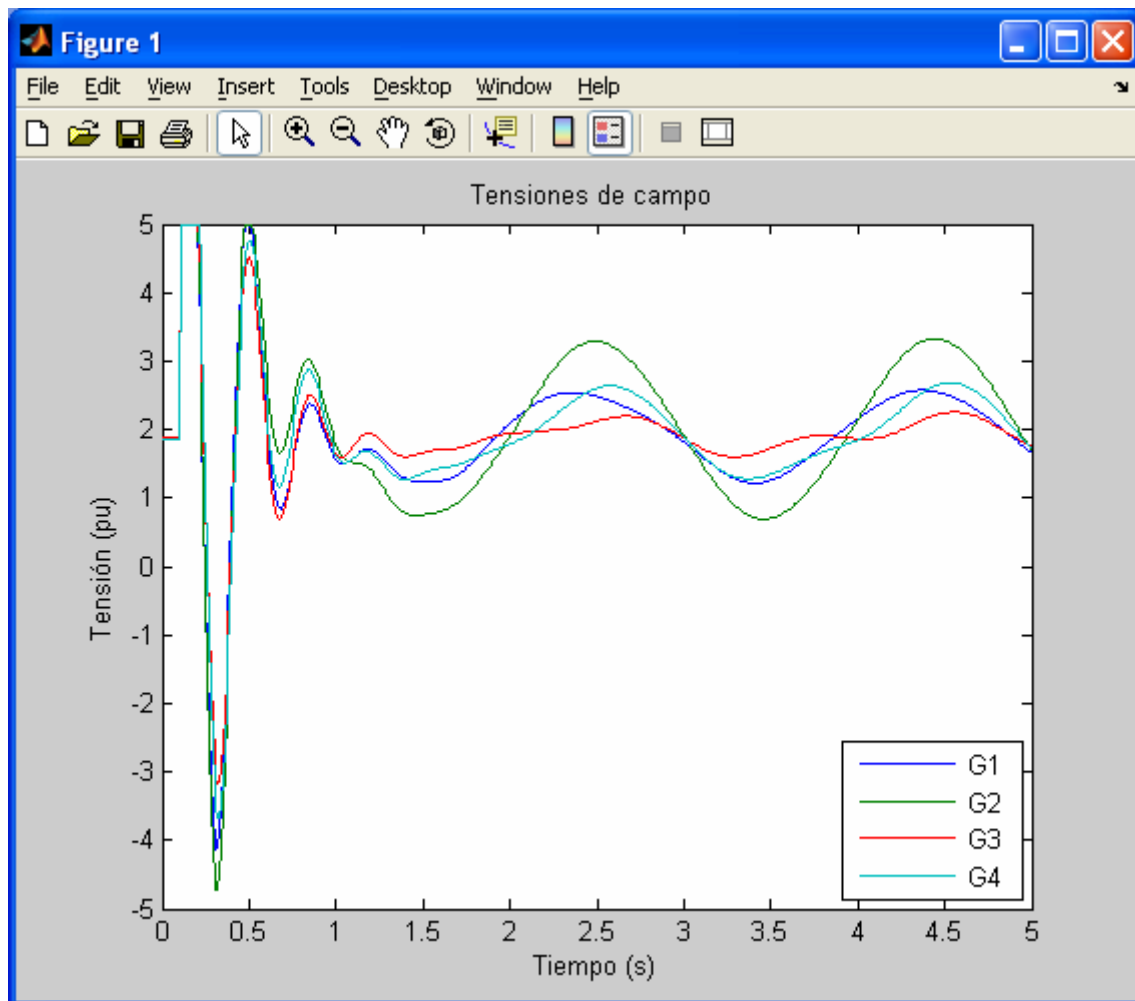


Figura 6-22: Respuesta de tensiones sin PSS's

En la Figura 6-22 se muestra la respuesta en tensión de los diferentes generadores ante una falta en uno de sus nudos. Se aprecia que las oscilaciones permanecen de manera indefinida debido a la inestabilidad

del sistema y a la contundencia de la falta. Ante una perturbación mas atenuada, existe la posibilidad de que el sistema recupere su estado inicial en un tiempo suficientemente grande.

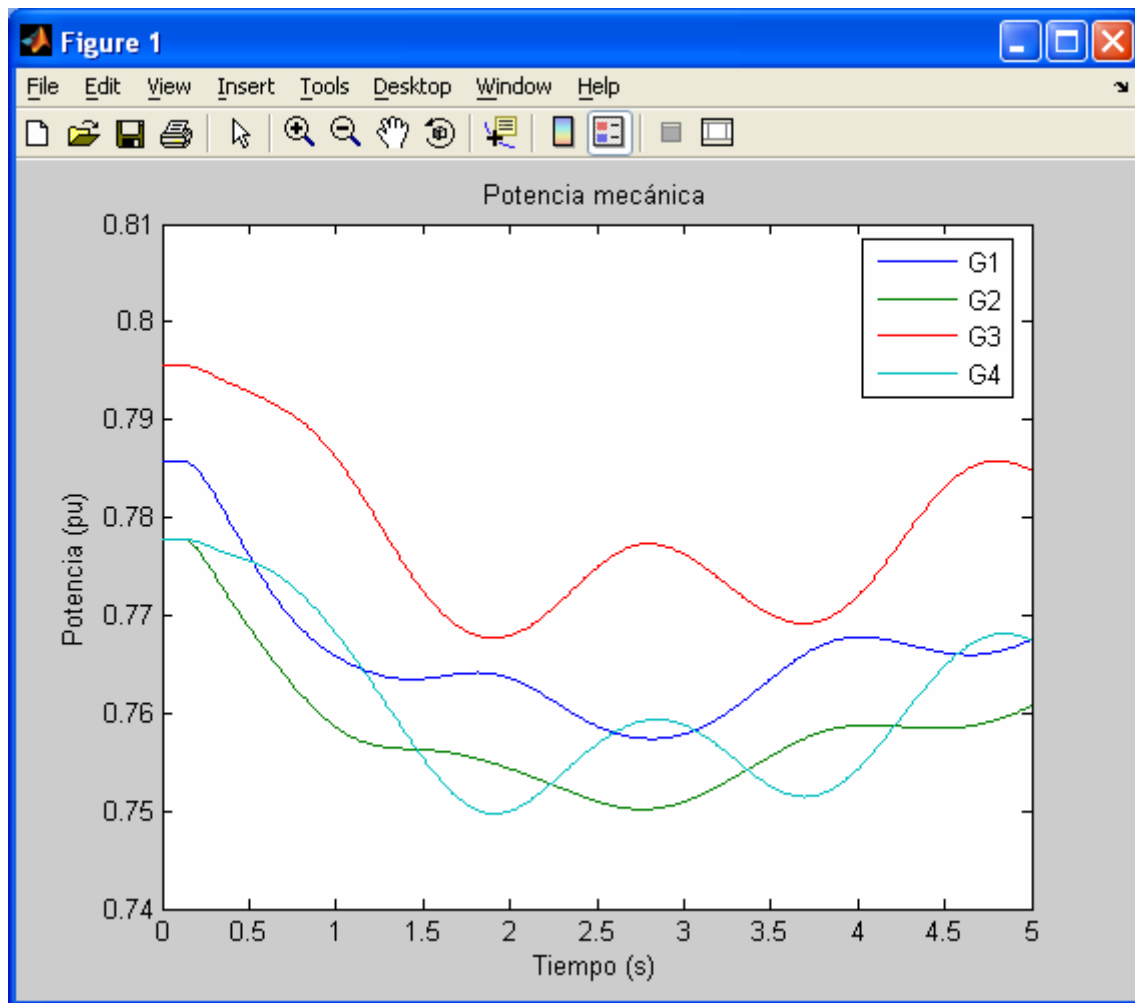


Figura 6-23: Respuesta de potencia mecánica sin PSS's

Por otro lado, si se representa la potencia mecánica de cada generador, estas oscilan una vez producida la falta en el sistema, aunque su valor se acabaría estabilizando debido a la naturaleza de la máquina.

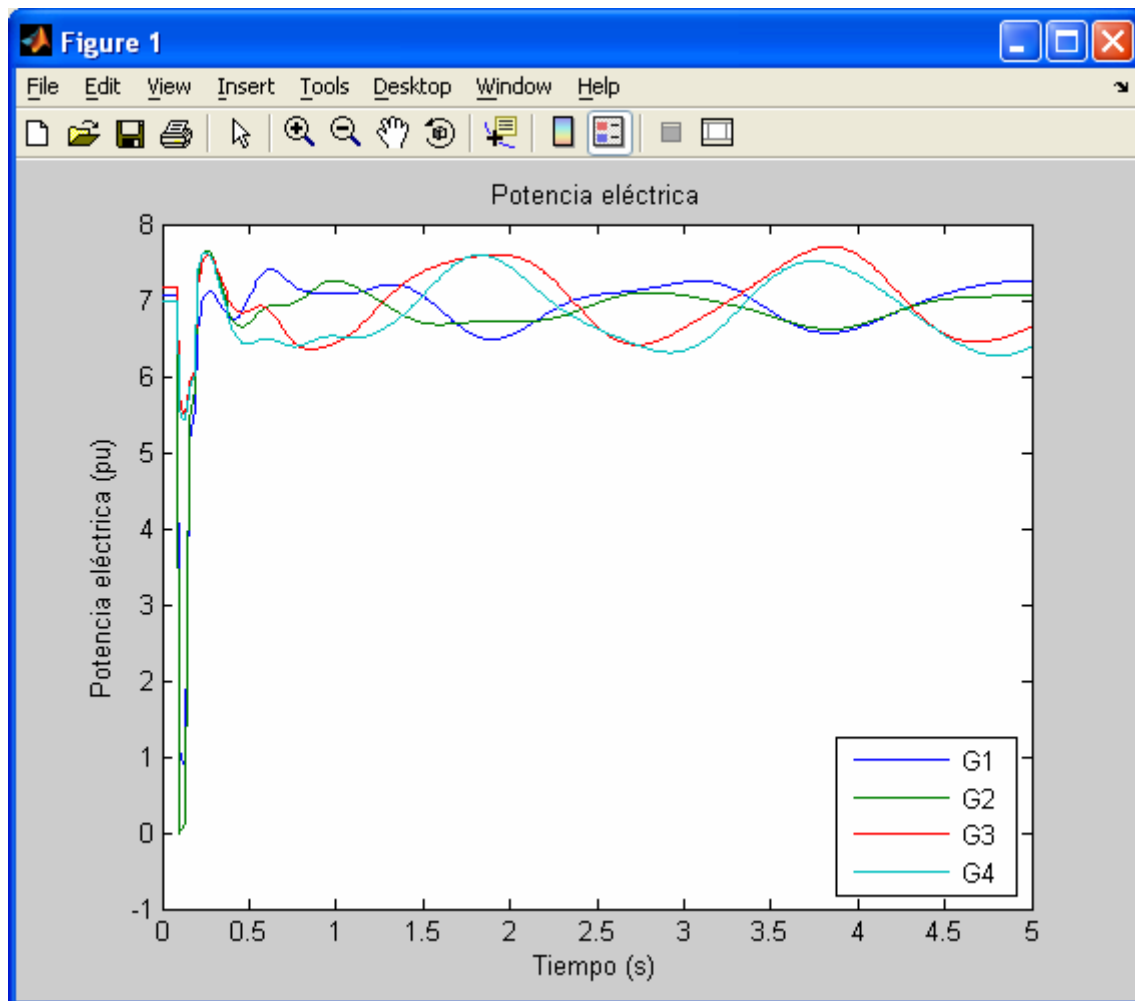


Figura 6-24: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's

Las potencias eléctricas tendrían un razonamiento análogo a las tensiones. Una vez producida la falta, estas empiezan a oscilar de manera brusca, recuperando su estado inicial en el caso de que la falta fuese no muy grave y en un periodo considerable de tiempo.

De las figuras y comentarios anteriormente mostrados, se concluye que el sistema perdería la estabilidad no pudiendo amortiguar las consecuencias producidas.

Por el contrario, se analiza el mismo caso con la incorporación de los PSS diseñados en páginas anteriores (véase Apéndice B).

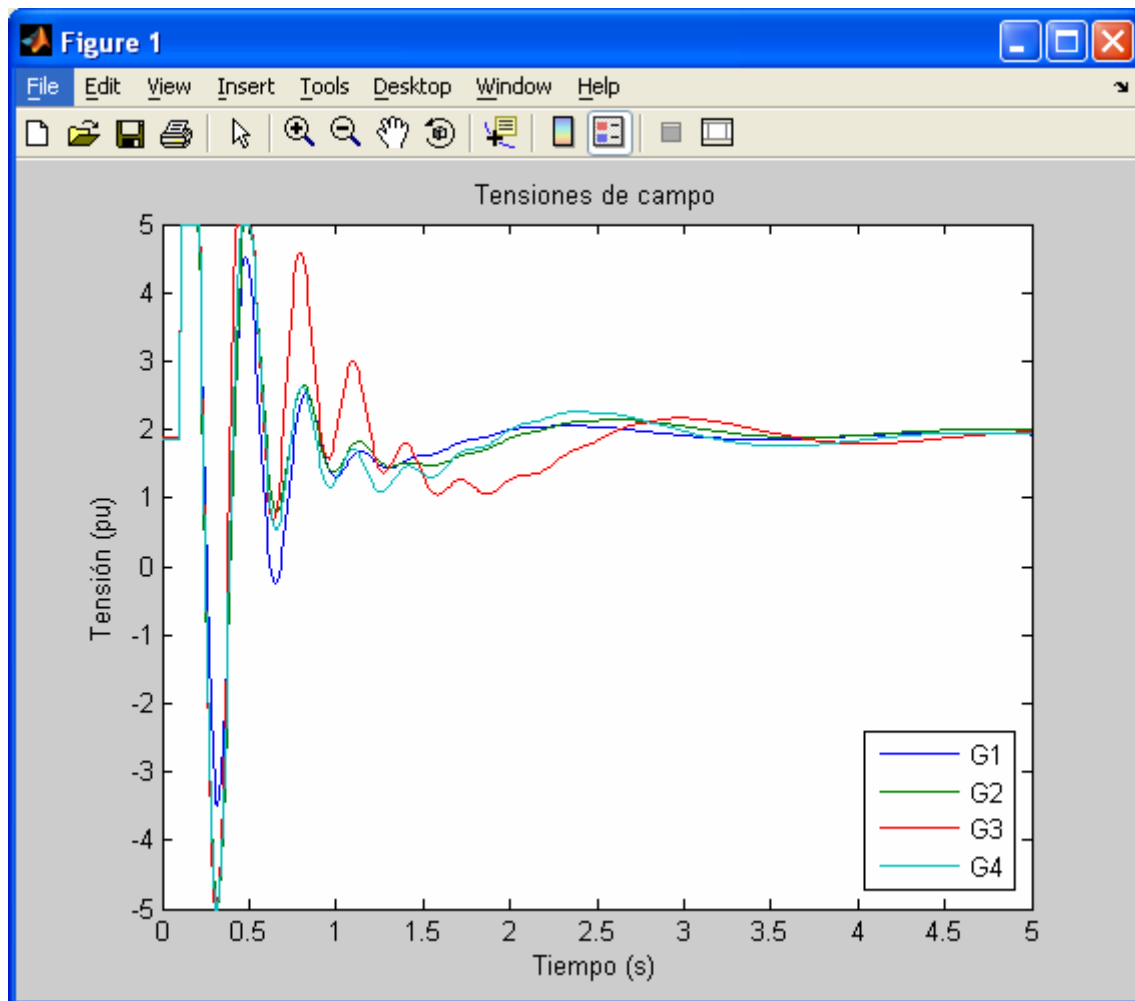


Figura 6-25: Respuesta de tensiones con PSS's

Se muestra la respuesta en tensión de los diferentes generadores ante la falta producida. Los PSS actúan correctamente amortiguando las oscilaciones de tensión producidas. Aproximadamente en 3 segundos, el rango de tensiones quedaría restablecido disminuyendo el riesgo mayor.

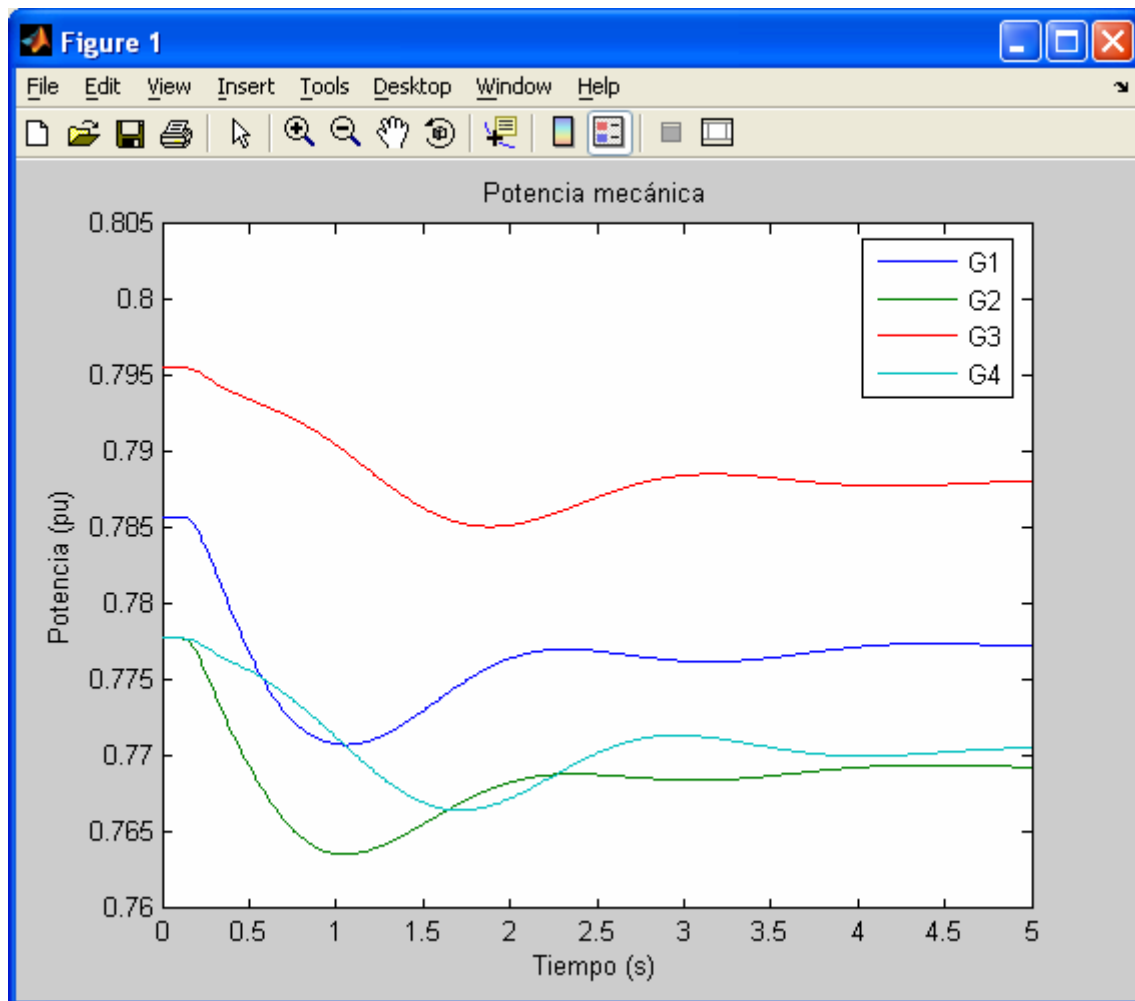


Figura 6-26: Respuesta de potencia mecánica con PSS's

En cuanto a la potencia mecánica, se restablece de manera casi inmediata tomando valores constantes a lo largo del tiempo



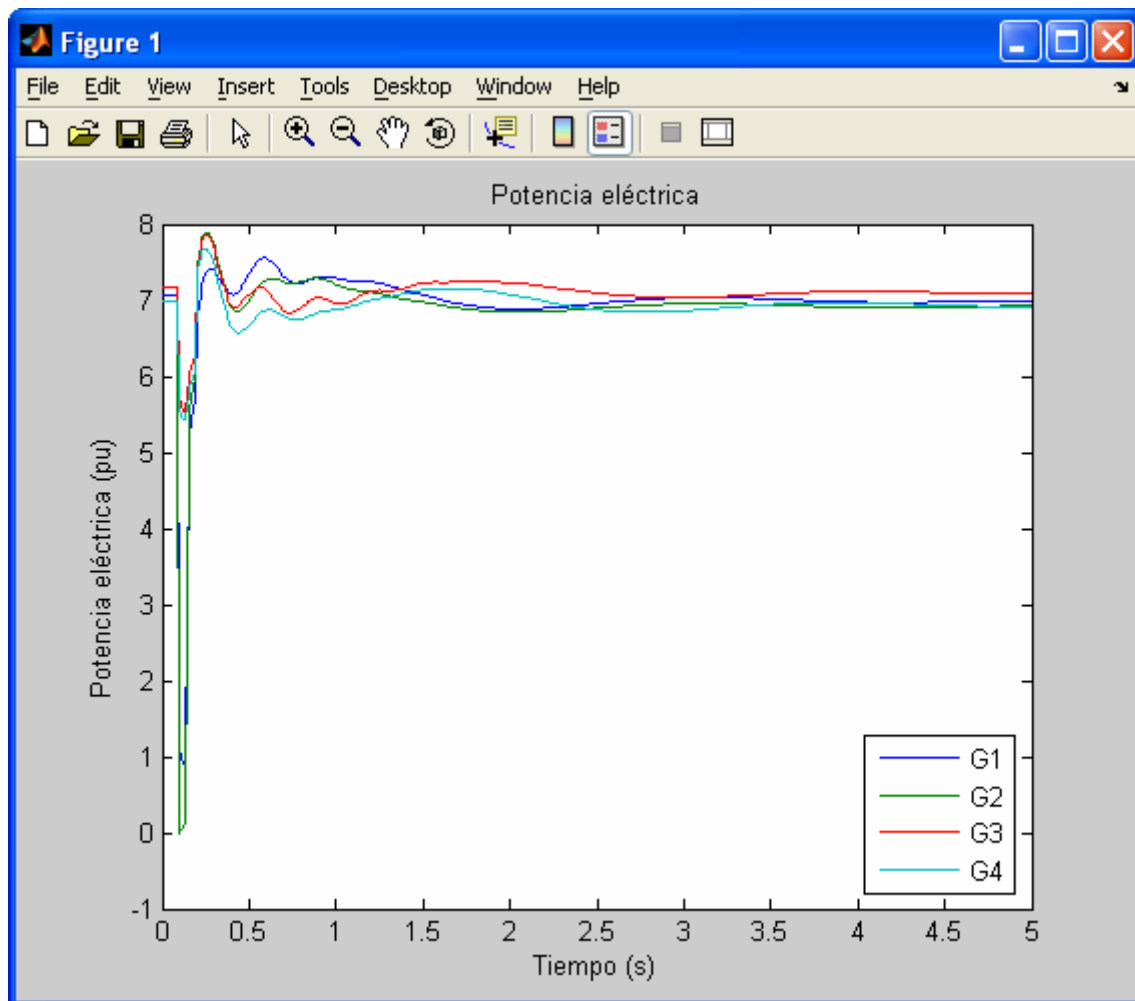


Figura 6-27: Respuesta de potencia eléctrica con PSS's

La potencia eléctrica de los generadores al igual que la tensión, se amortigua correctamente en un rango de 1 segundo y tomando nuevamente los valores del punto de operación del sistema.

Visto la interpretación y resultados de ambos sistema, se concluye la alta eficiencia de los estabilizadores de sistemas de potencia. Una correcta modelación y colocación resolvería numerosos problemas en los sistemas eléctricos actuales; mas aún con la incorporación de nuevas tecnologías y tendencias actuales predominadas por el cambio continuo que pueden hacer del sistema un sumidero de pequeñas oscilaciones.

### 6.3 APLICACIÓN A SISTEMA DE 16 GENERADORES - Caso punta

A continuación se propone otro sistema mucho más complejo para ratificar el método de sintonización utilizado.

Se estudia la metodología propuesta para analizar un sistema de 16 generadores, 86 líneas de transmisión y 68 buses. Los datos son extraídos del estudio final de GE titulado "Singular Perturbations, Coherency and Aggregation of Dynamic Systems," . Este sistema representa un sistema reducido de América del norte, creado por General Electric para comprobar y estudiar el comportamiento ante eventos, investigaciones etc (véase Apéndice C). Su diagrama unifilar se muestra a continuación:

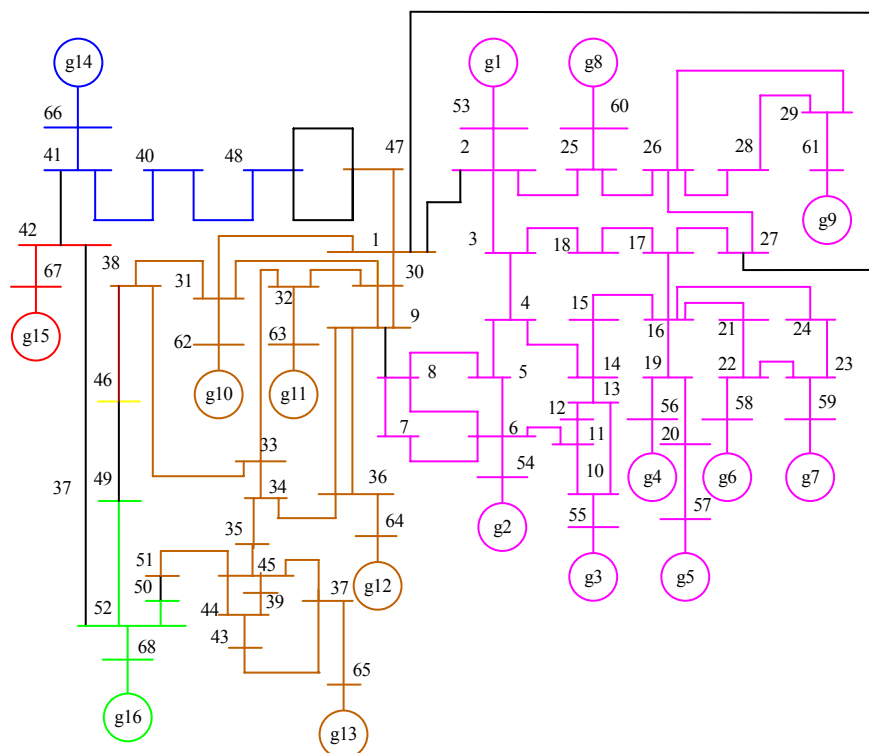


Figura 6-28: Unifilar sistema 16 generadores

Se representa en distintos colores las diferentes áreas de las que consta.

En el caso anterior, se vio como la mejor ubicación posible se trataba mediante los factores de participación asociados a la velocidad de los modos electromecánicos. Pues bien, en sistemas más complejos como el siguiente, la ubicación no resulta tan sencilla.

Las zonas uno, dos y tres constan de un solo generador, mientras que las zonas cuatro y cinco poseen más de un generador y son más detalladas.

Se realiza un análisis modal para ver la estabilidad del sistema:

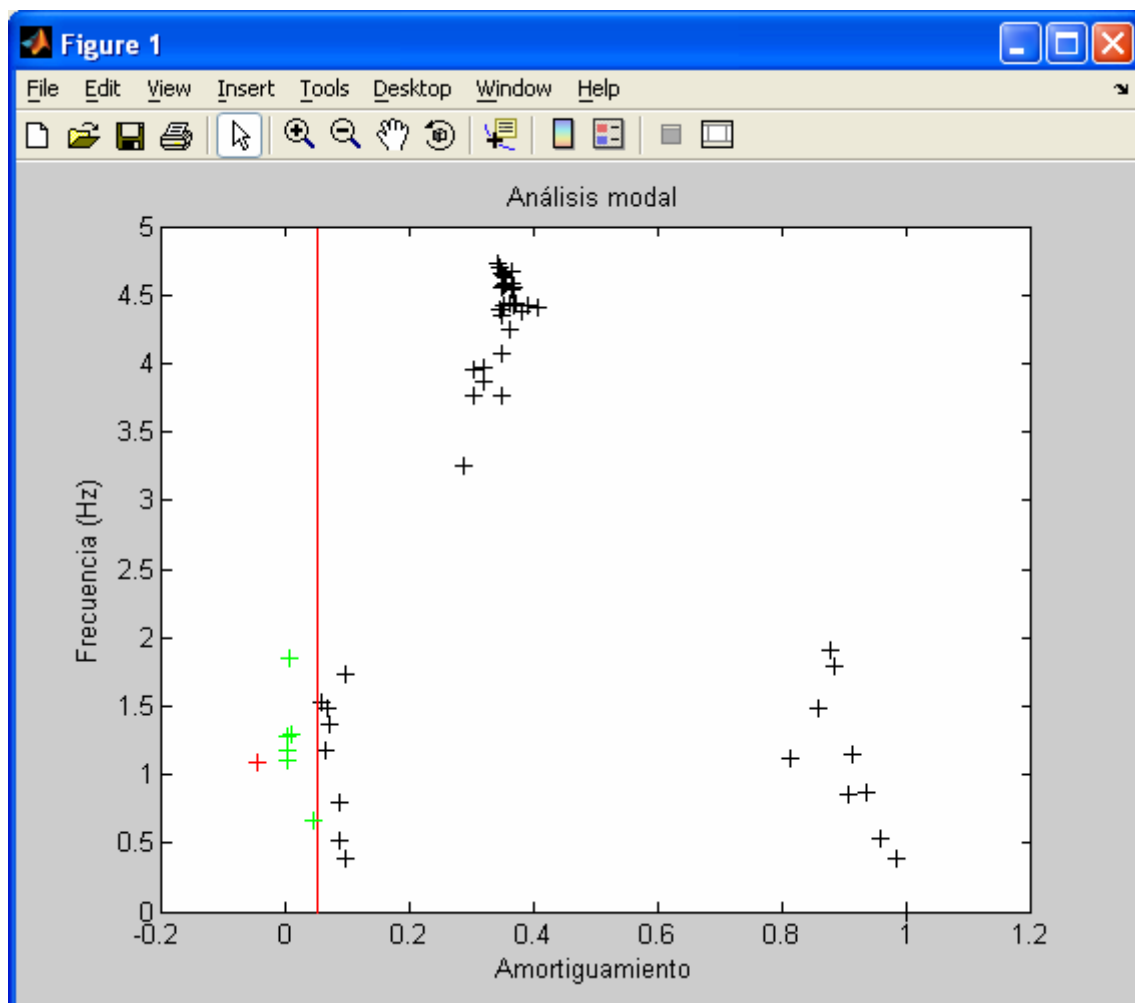


Figura 6-29: Análisis modal sin PSS's en sistema de 16 generadores

Se aprecian modos poco amortiguados y un modo inestable (color rojo). Más detalladamente:

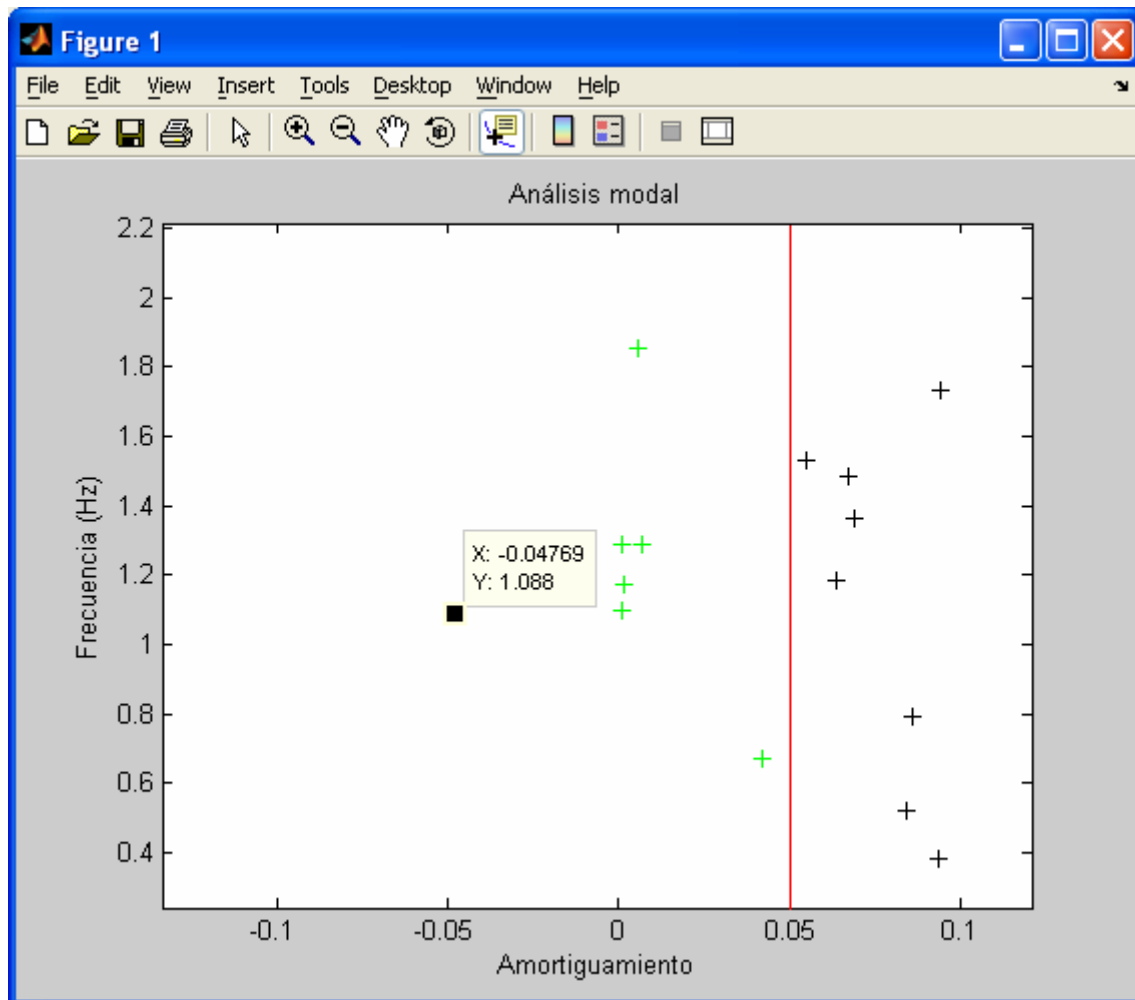


Figura 6-30: Representación modal detallada sin PSS's

Se observa los modos citados y el valor numérico del modo inestable (parte real negativa) en gráfica Frecuencia-Amortiguamiento. Sus valores se citan a continuación:

Tabla 10: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento

NÚMERO	AUTOVALOR	AMORTIGUAMIENTO	FRECUENCIA
--------	-----------	-----------------	------------

25	$-0.1781 + 4.2195i$	0,0422	0,6715
32	$0.3264 + 6.8364i$	-0,0477	1,088
34	$-0.0068 + 6.8940i$	0,001	1,0972
36	$-0.0109 + 7.3555i$	0,0015	1,1707
41	$-0.0093 + 8.0806i$	0,0011	1,2861

Los modos correspondientes al ángulo de rotor son:

**Tabla 11: Modos del ángulo del rotor**

MODO	AUTOVALOR	AMORTIGUAMIENTO	FRECUENCIA
1	-0,001	1	0
8	-0,8758	1	0
15	-1,3394	1	0
22	-3,8423	1	0
29	-6,454	1	0
36	$-0.0109 + 7.3555i$	0,0015	1,1707
43	$-0.0569 + 8.0880i$	0,007	1,2873
50	$-0.5294 - 9.6202i$	0,0549	1,5311
57	$-0.0627 + 11.6324i$	0,0054	1,8514
64	-12,8958	1	0
71	-17,4706	1	0
78	-18,5992	1	0
85	-19,3914	1	0
92	-19,6762	1	0
99	-21,1223	1	0
106	-22,7323	1	0

Factores de participación asociados a cada uno de sus autovectores :

25:

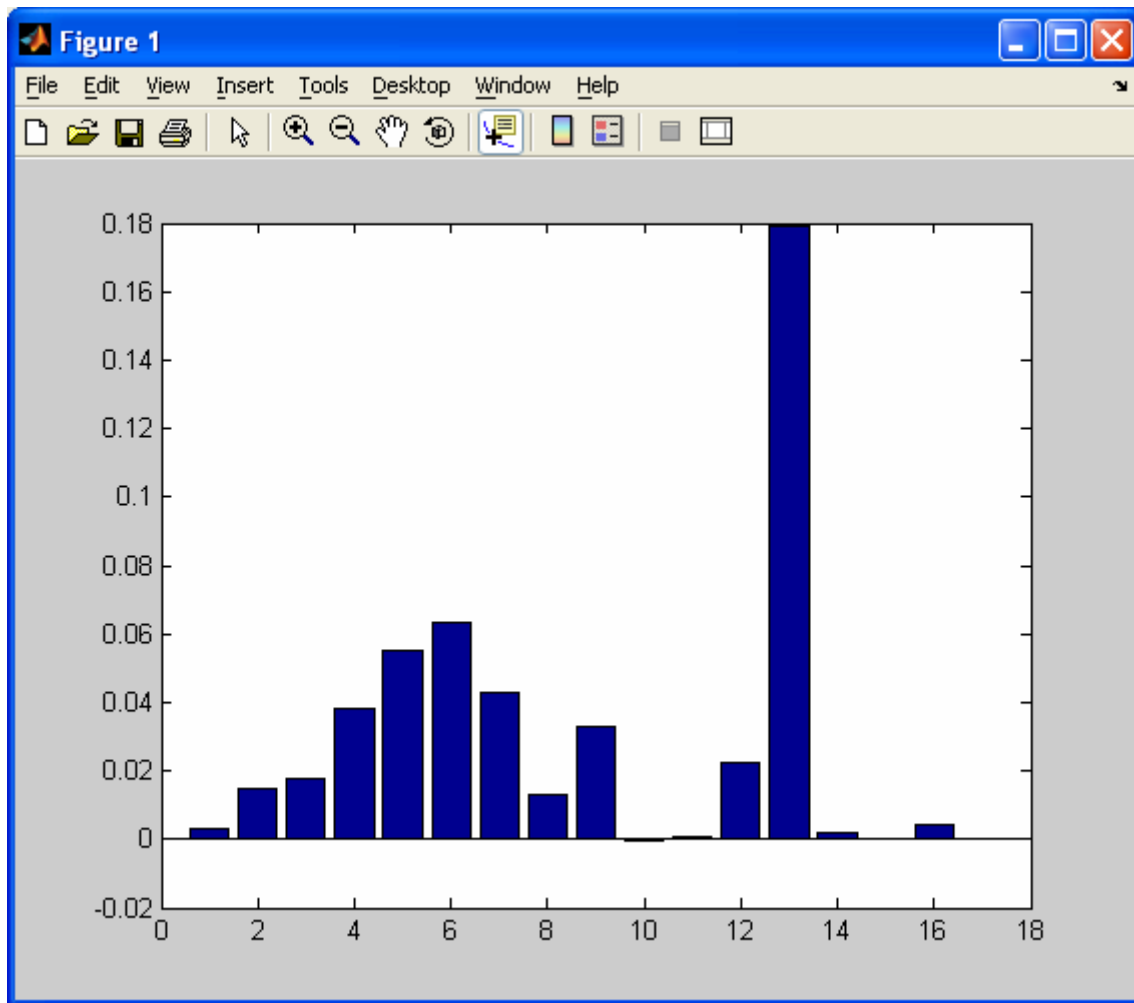


Figura 6-31: Factores de participación modo 25

Tabla 12: Valores de los factores de participación modo 25

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
0.0032	0.0147	0.0176	0.0383	0.0551	0.0633	0.0428	0.0131
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
0.0327	-0.0001	0.0007	0.0224	0.1794	0.0021	0.0002	0.0040

32:

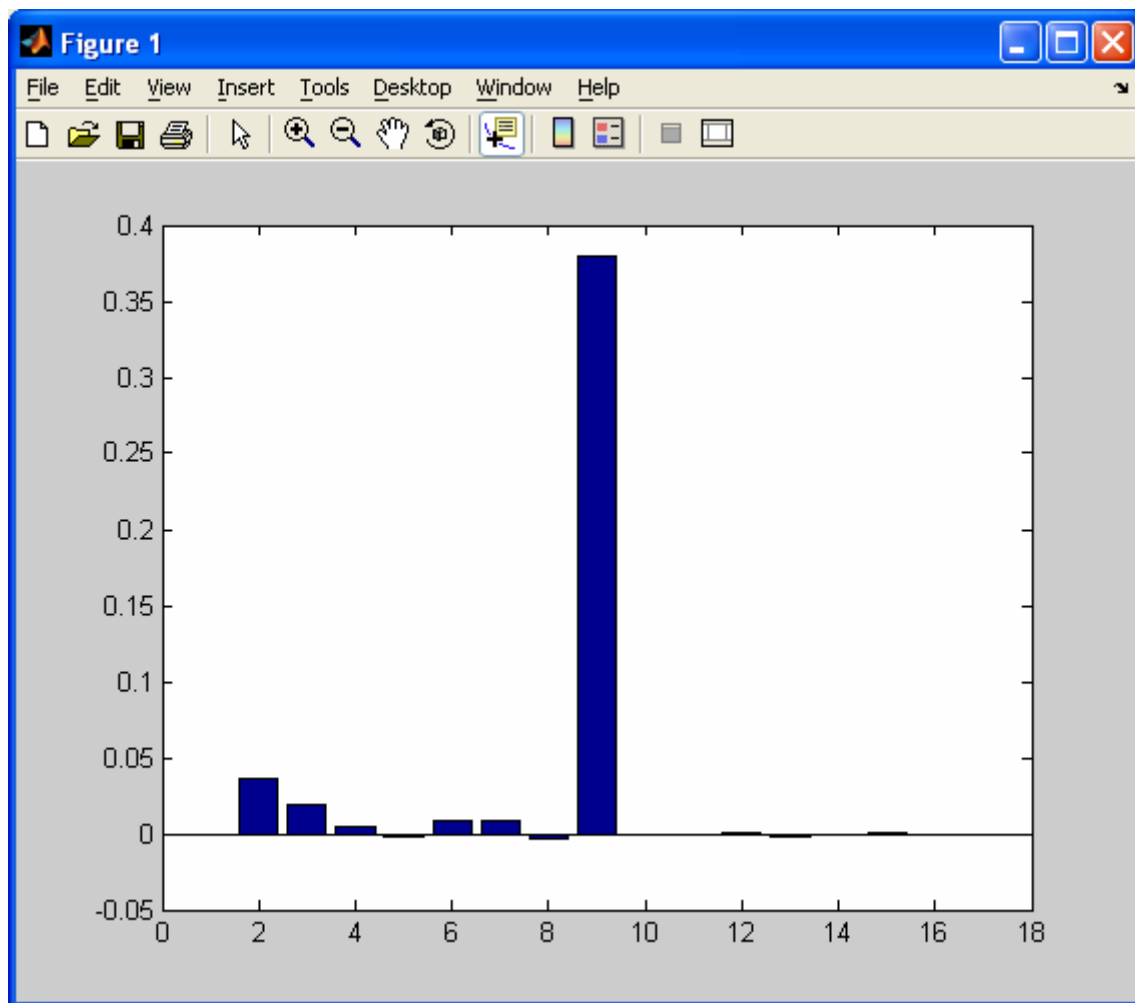


Figura 6-32: Factores de participación modo 32

Tabla 13: Valores de los factores de participación del modo 32

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
-0.0001	0.0367	0.0197	0.0047	-0.0015	0.0092	0.0090	-0.0037
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
0.3797	-0.0012	-0.0001	0.0005	-0.0014	-0.0000	0.0000	-0.0000

34:

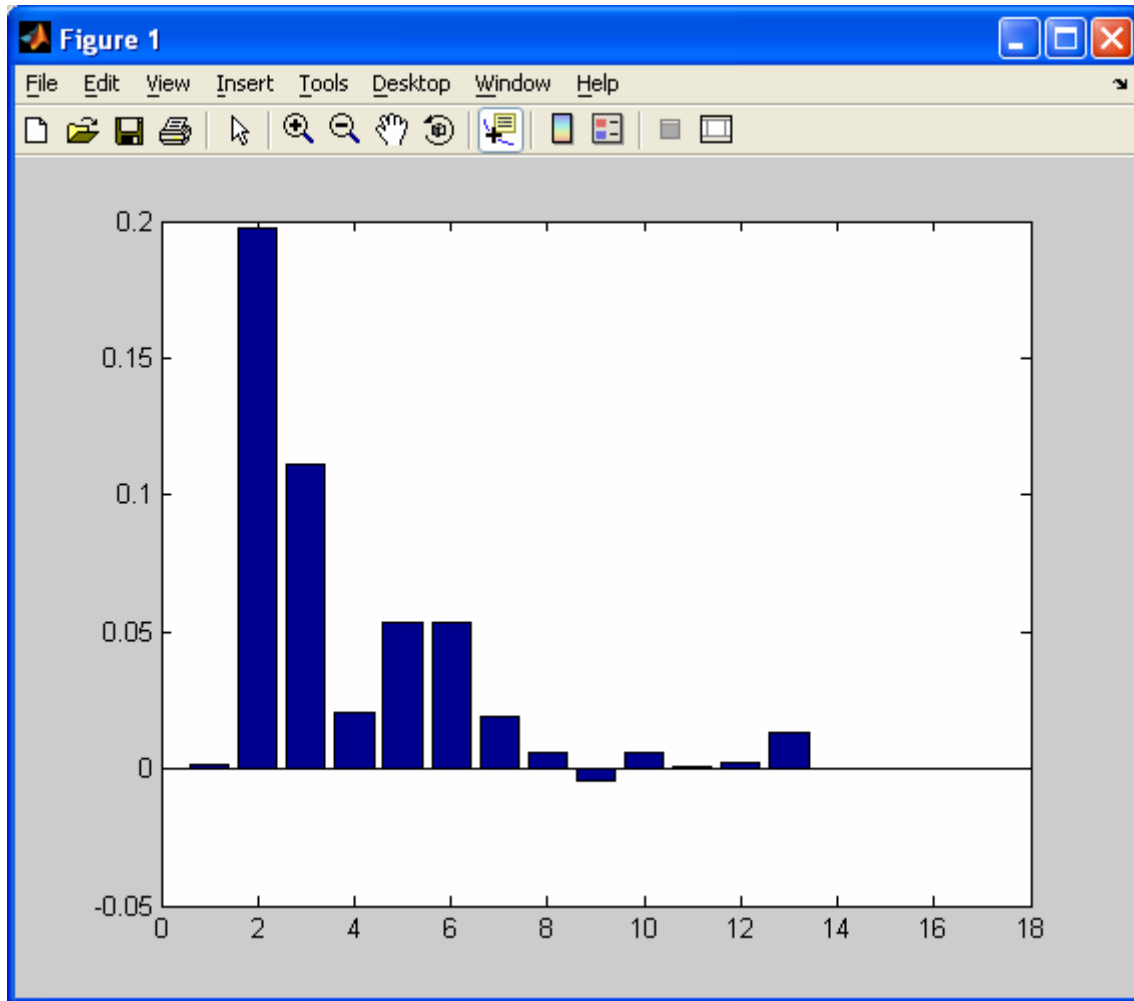


Figura 6-33: Factores de participación modo 34

Tabla 14: Valores de los factores de participación del modo 34

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
0.0014	0.1971	0.1114	0.0208	0.0532	0.0536	0.0193	0.0060
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
-0.0043	0.0058	0.0008	0.0022	0.0134	0.0002	0.0000	0.0001



36:

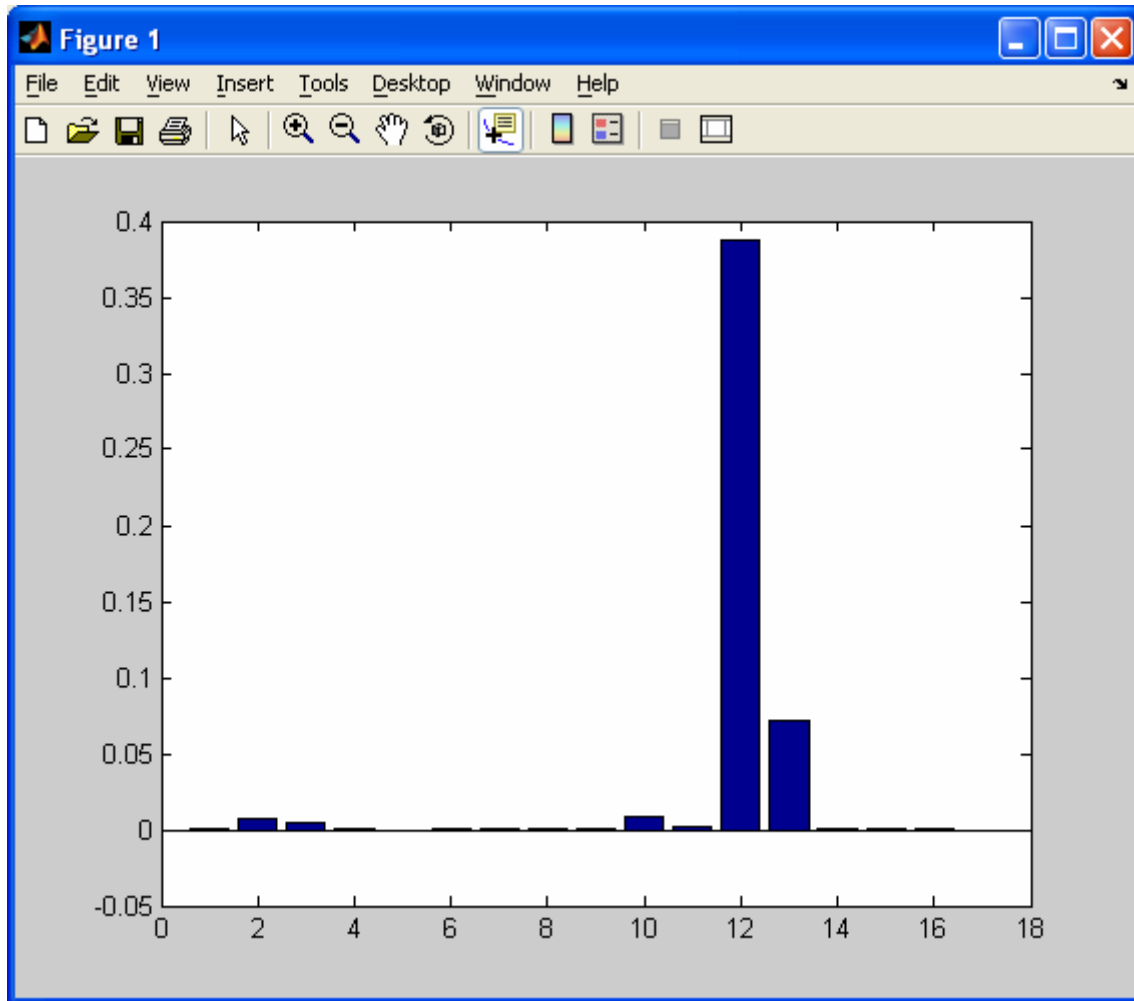


Figura 6-34: Factores de participación modo 36

Tabla 15: Valores de los factores de participación del modo 36

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
0.0000	0.0074	0.0046	0.0000	-0.0001	0.0002	0.0001	0.0002
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
0.0005	0.0081	0.0013	0.3871	0.0711	0.0001	0.0000	0.0001

41:

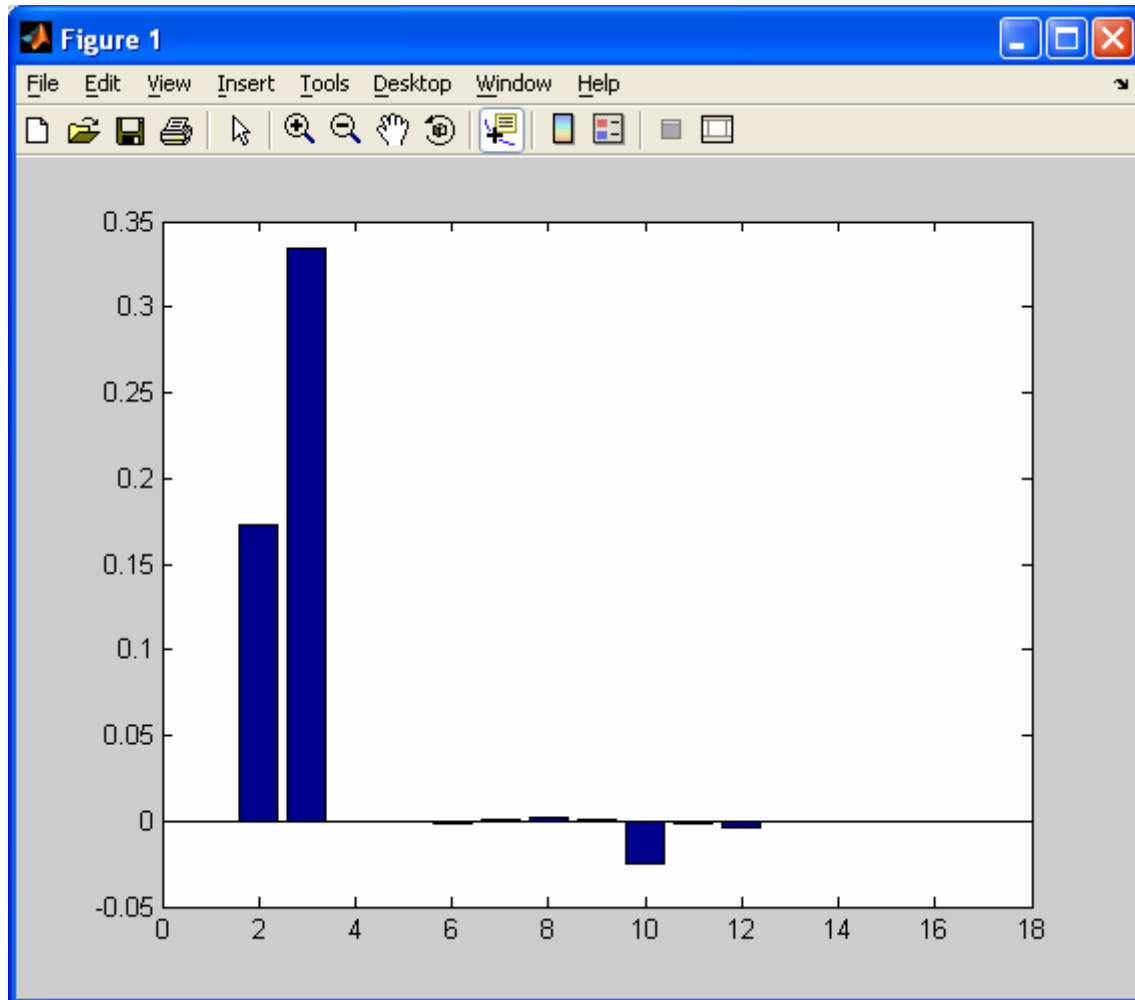


Figura 6-35: Factores de participación modo 41

Tabla 16: Valores de los factores de participación del modo 41

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
-0.0006	0.1733	0.3342	0.0002	-0.0004	-0.0012	0.0007	0.0016
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
0.0008	-0.0247	-0.0011	-0.0034	-0.0006	-0.0001	-0.0000	-0.0000

43:

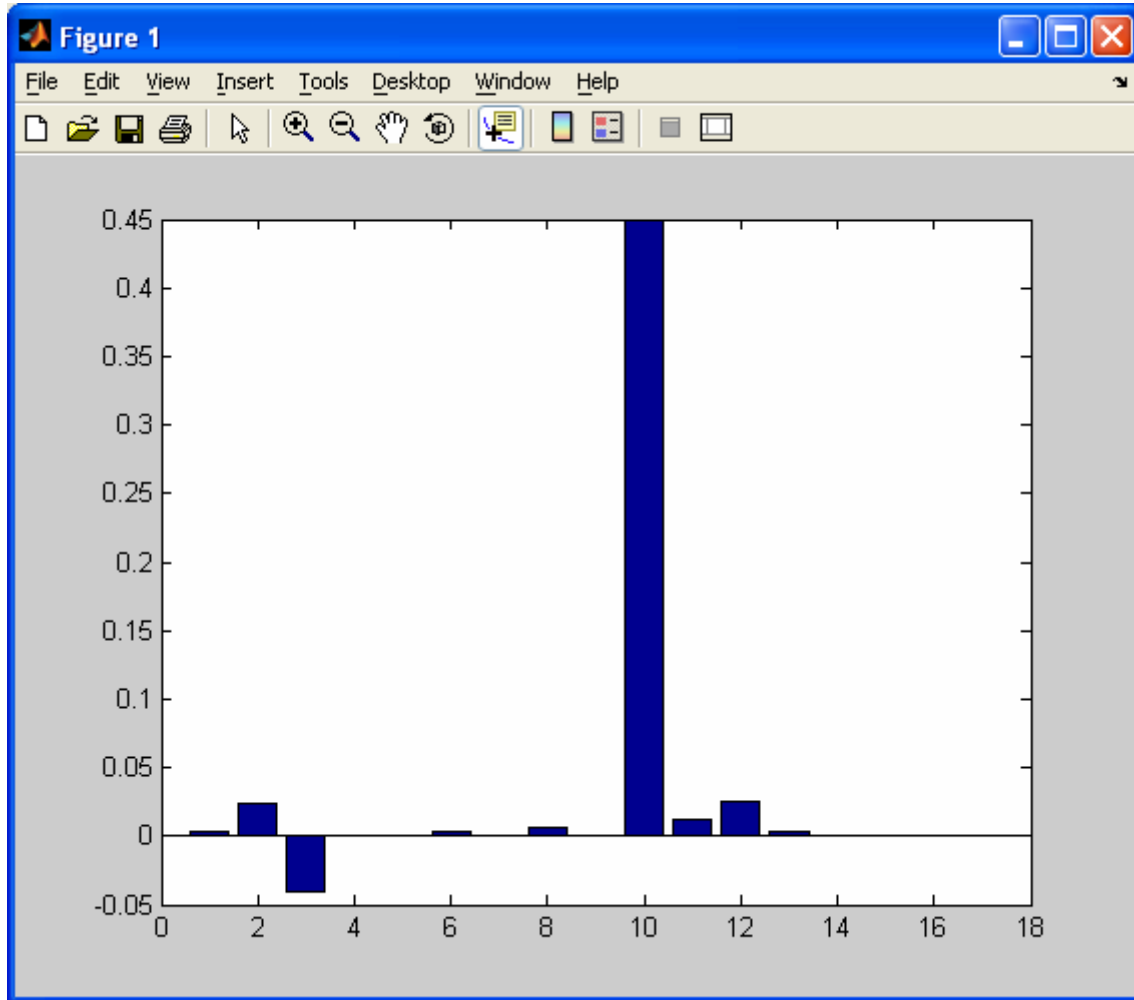


Figura 6-36: Factores de participación modo 43

Tabla 17: Valores de los factores de participación del modo 43

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
0.0035	0.0240	-0.0408	-0.0002	0.0010	0.0032	0.0007	0.0063
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
0.0006	0.4488	0.0116	0.0253	0.0037	0.0005	0.0000	0.0004

57:

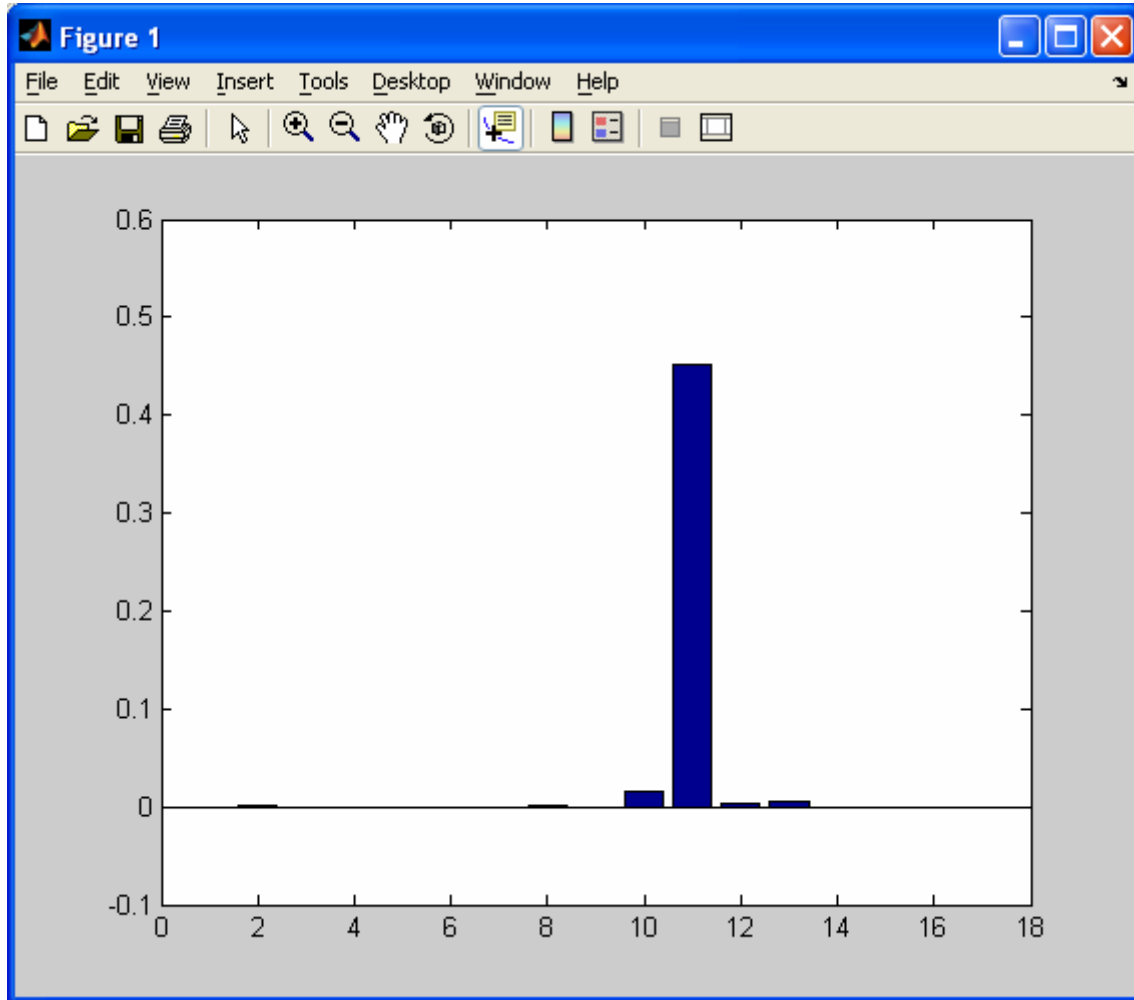


Figura 6-37: Factores de participación modo 57

Tabla 18: Valores de los factores de participación del modo 57

G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
-0.0009	0.0003	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0011
G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
-0.0000	0.0160	0.4512	0.0033	0.0045	0.0001	0.0000	0.0002

Los valores más representativos corresponderán a los generadores:

G13,G9,G2,G12,G10,G3 y G11 respectivamente, siendo estos la ubicación determinada a cada uno de los PSS a instalar.

Esta postura sería la más conservadora, ya que puede haber modos inter-área donde la participación de otros generadores fuese también relevante, como pudiera ser el G6,G5,G7 y G4. Para ver la eficacia del método propuesto, solo se incluirá los generadores correspondientes a valores más representativos, y por lo tanto la situación más restrictiva.

Así, se obtiene:

G2:

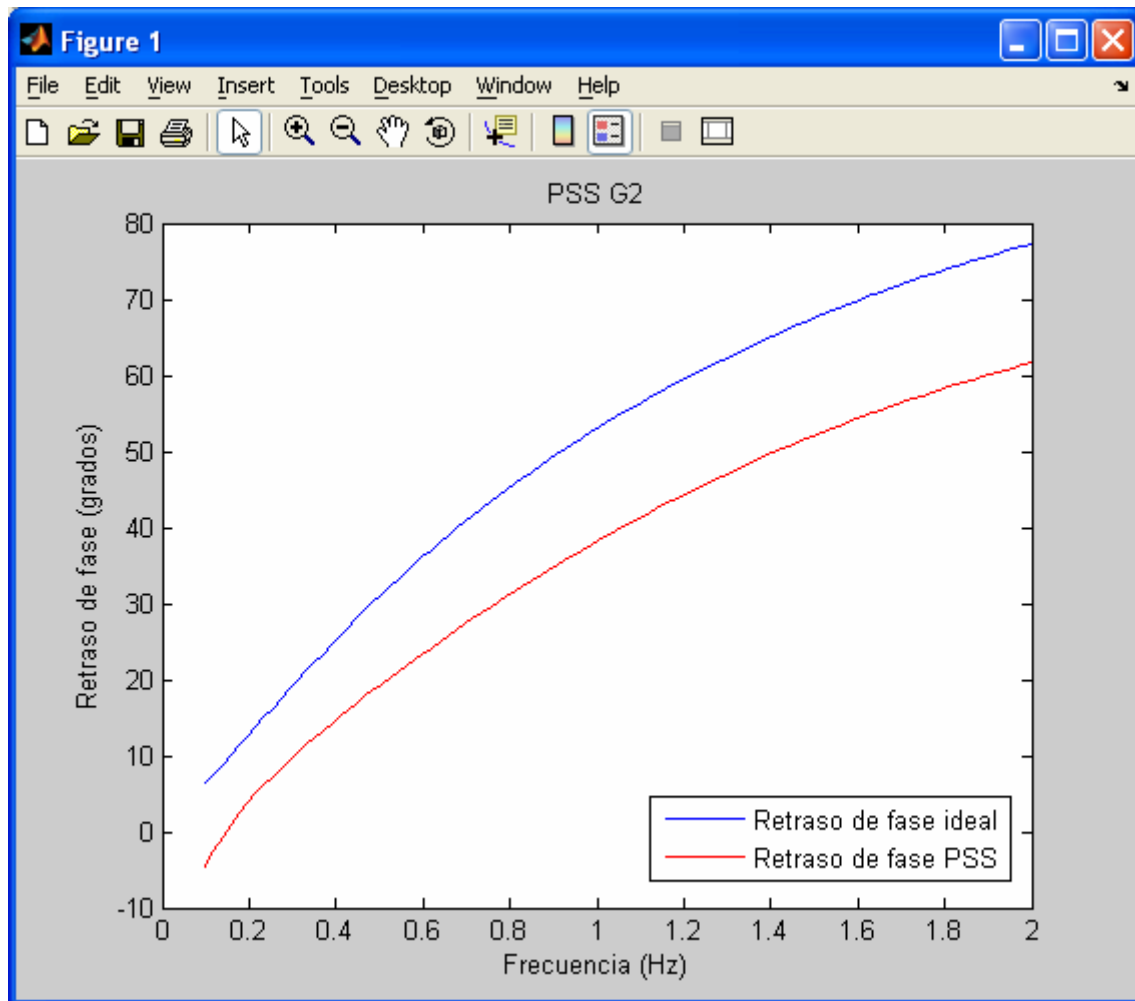


Figura 6-38: Ajuste de fase PSS generador 2

Simulando su respuesta natural:

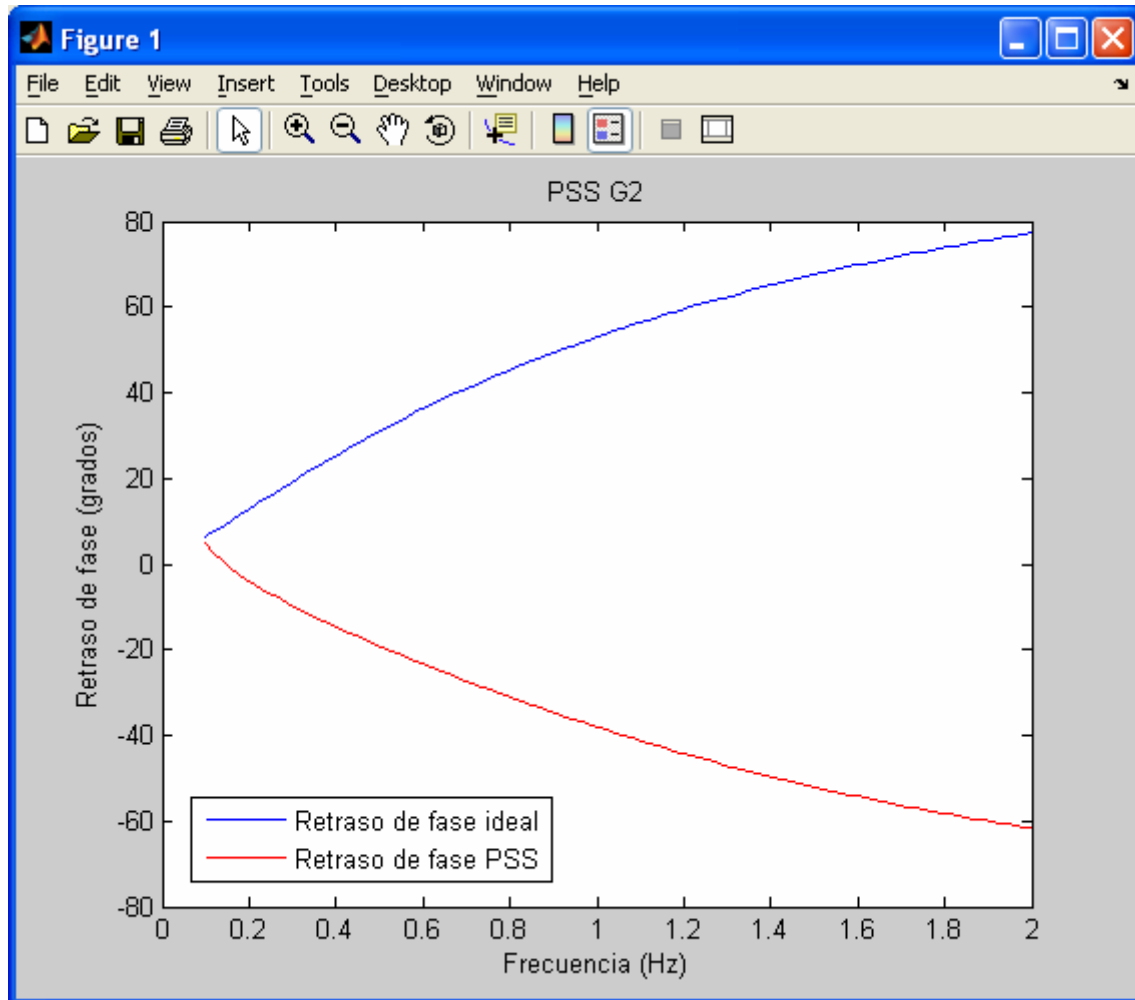


Figura 6-39: Respuesta natural PSS generador 2

Representa amortiguamiento de la fase en su estado real. Las gráficas son casi simétricas, compensando el retraso de fase del sistema.

G3:

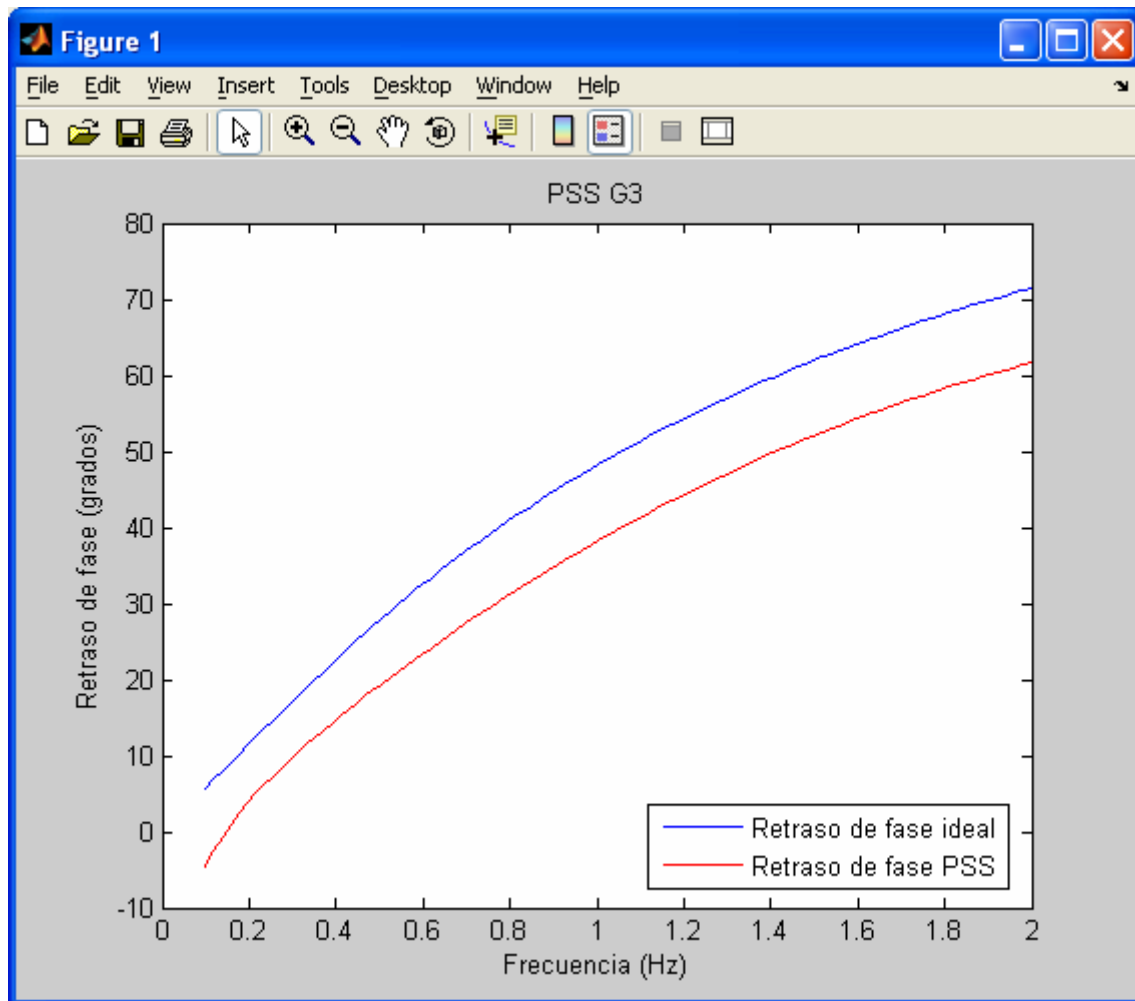


Figura 6-40: Ajuste de fase PSS generador 3

G9:

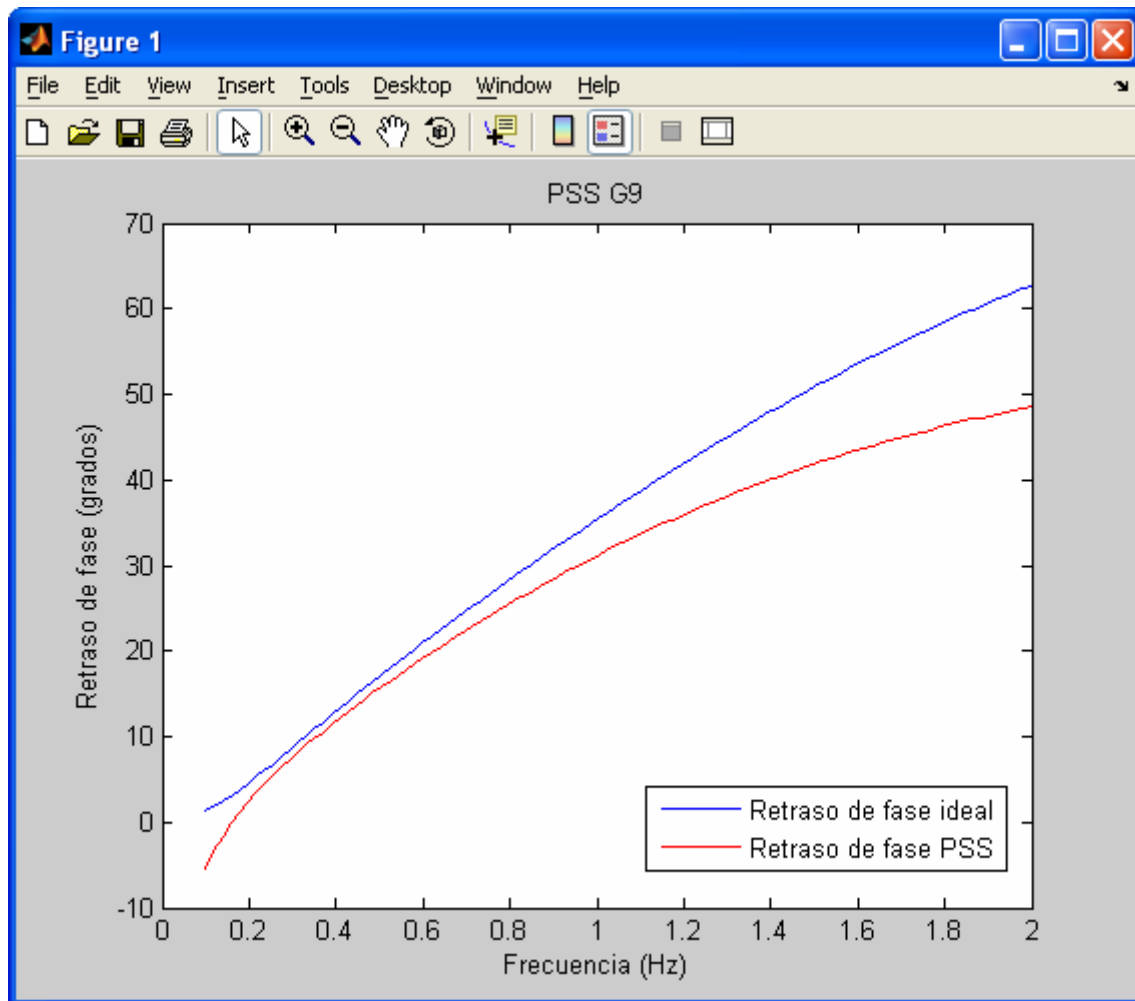


Figura 6-41: Ajuste de fase PSS generador 9



G10:

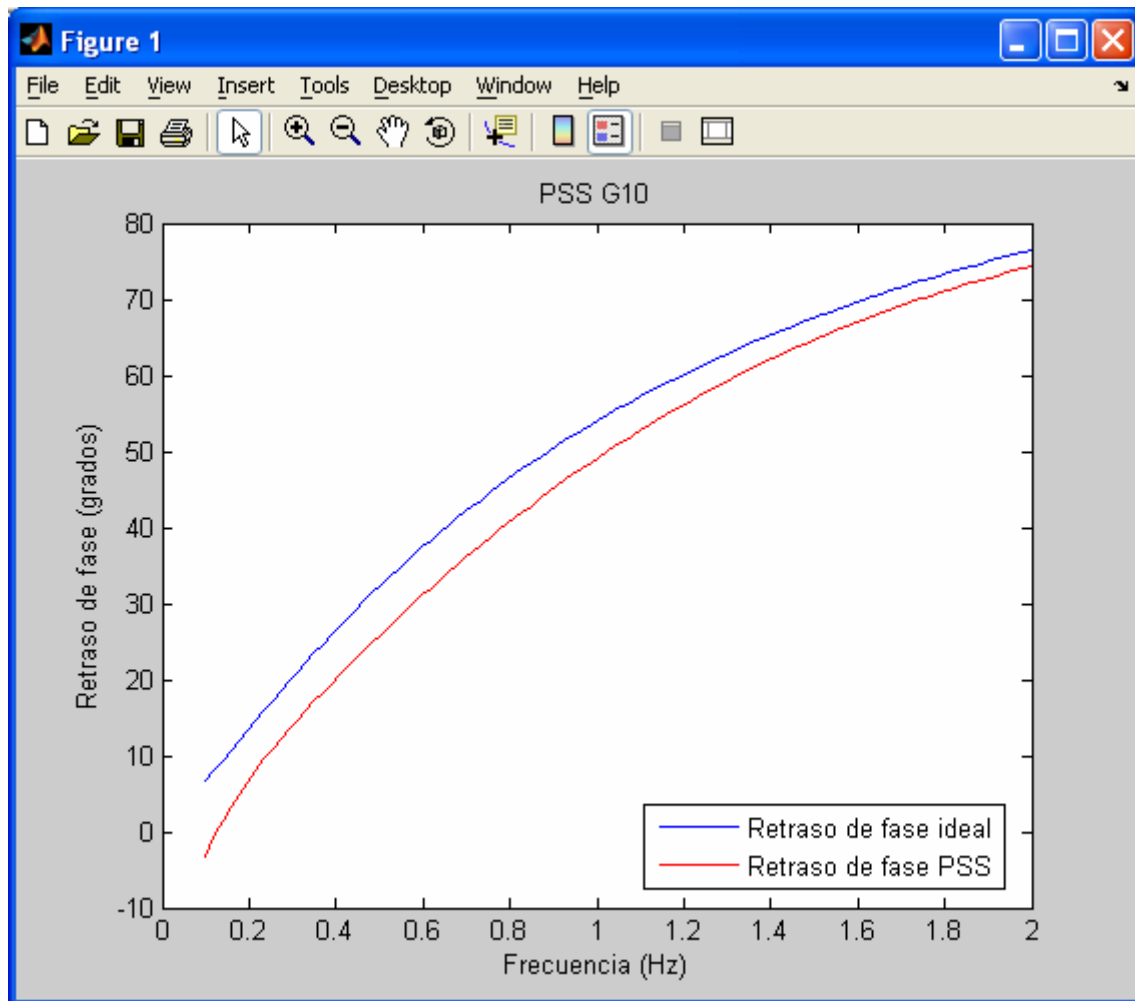


Figura 6-42: Ajuste de fase PSS generador 10

G11:

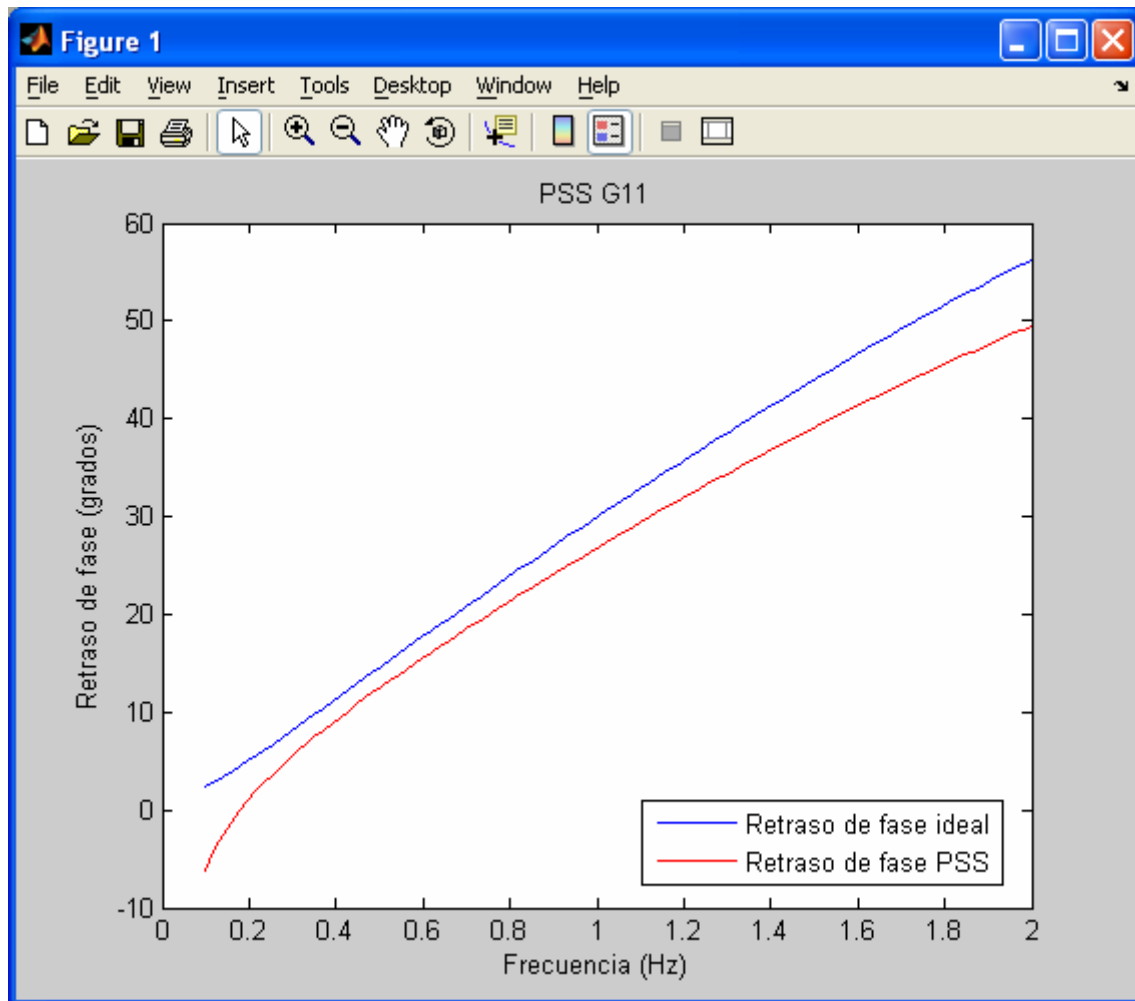


Figura 6-43: Ajuste de fase generador 11

G12:

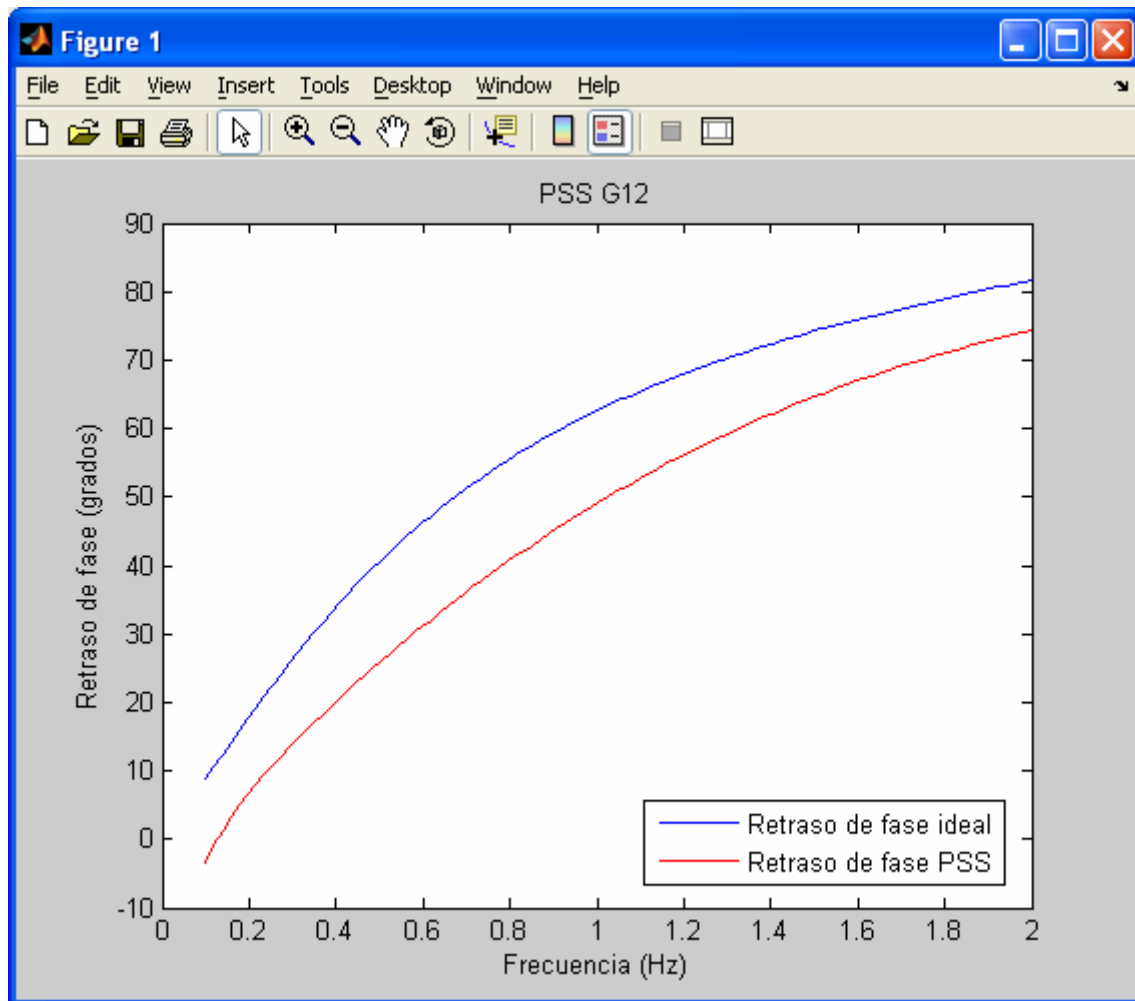


Figura 6-44: Ajuste de fase PSS generador 12

G13:

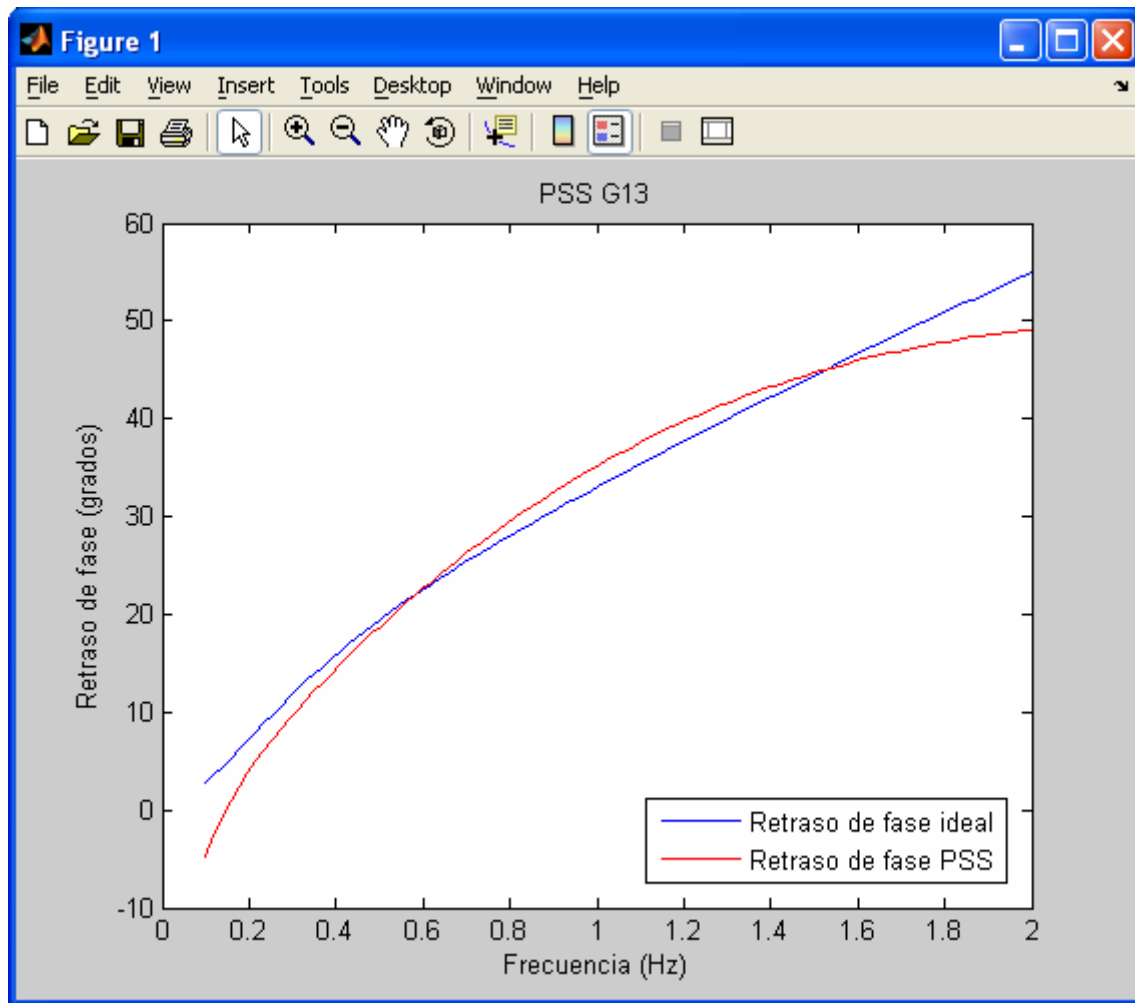


Figura 6-45: Ajuste de fase PSS generador 13

Los valores asociados a cada uno de los PSS es el que sigue:

Tabla 19: Valores resumen. Sintonización PSS 16 generadores

PSS	GANANCIA	$T_{w0}$	T1	T2	T3	T4
G2	10	10	0.08	0.02	0.08	0.02
G3	10	10	0.08	0.02	0.08	0.02
G9	10	10	0.05	0.01	0.05	0.01
G10	5	10	0.1	0.02	0.1	0.02

G11	10	10	0.05	0.01	0.05	0.01
G12	11	10	0.1	0.02	0.1	0.02
G13	11	10	0.1	0.02	0.1	0.02

Generadores 12 y 13 actúan únicamente aportando amortiguamiento en cualquiera de los modos. Sus participaciones son de carácter elevado, locales, motivo por el cual sus ganancias son mayores.

Analizando ahora el sistema se obtiene:

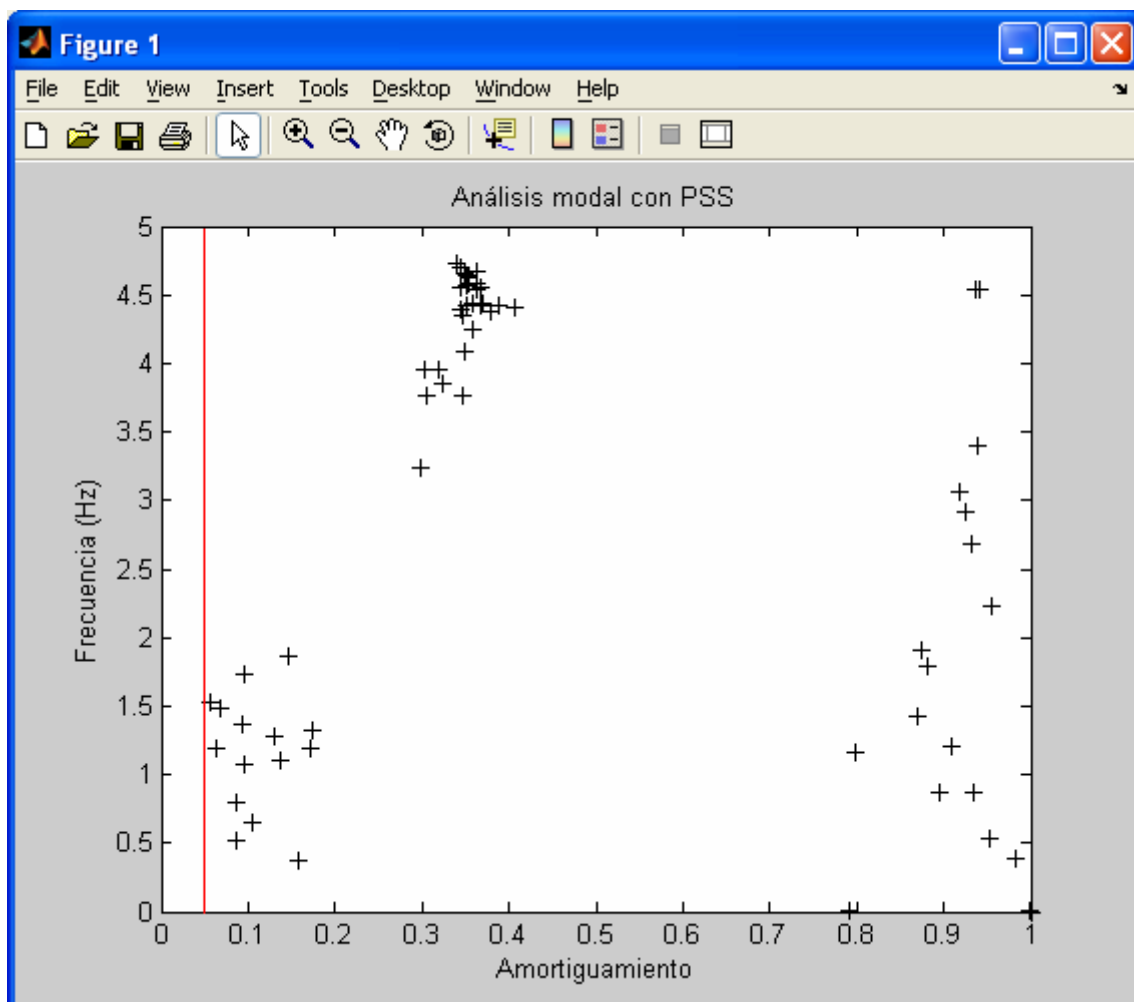


Figura 6-46: Análisis modal con PSS's sistema de 16 generadores

Todos los modos de oscilación pasaron a estar bien amortiguados por encima del 5% fijado. Más detalladamente:

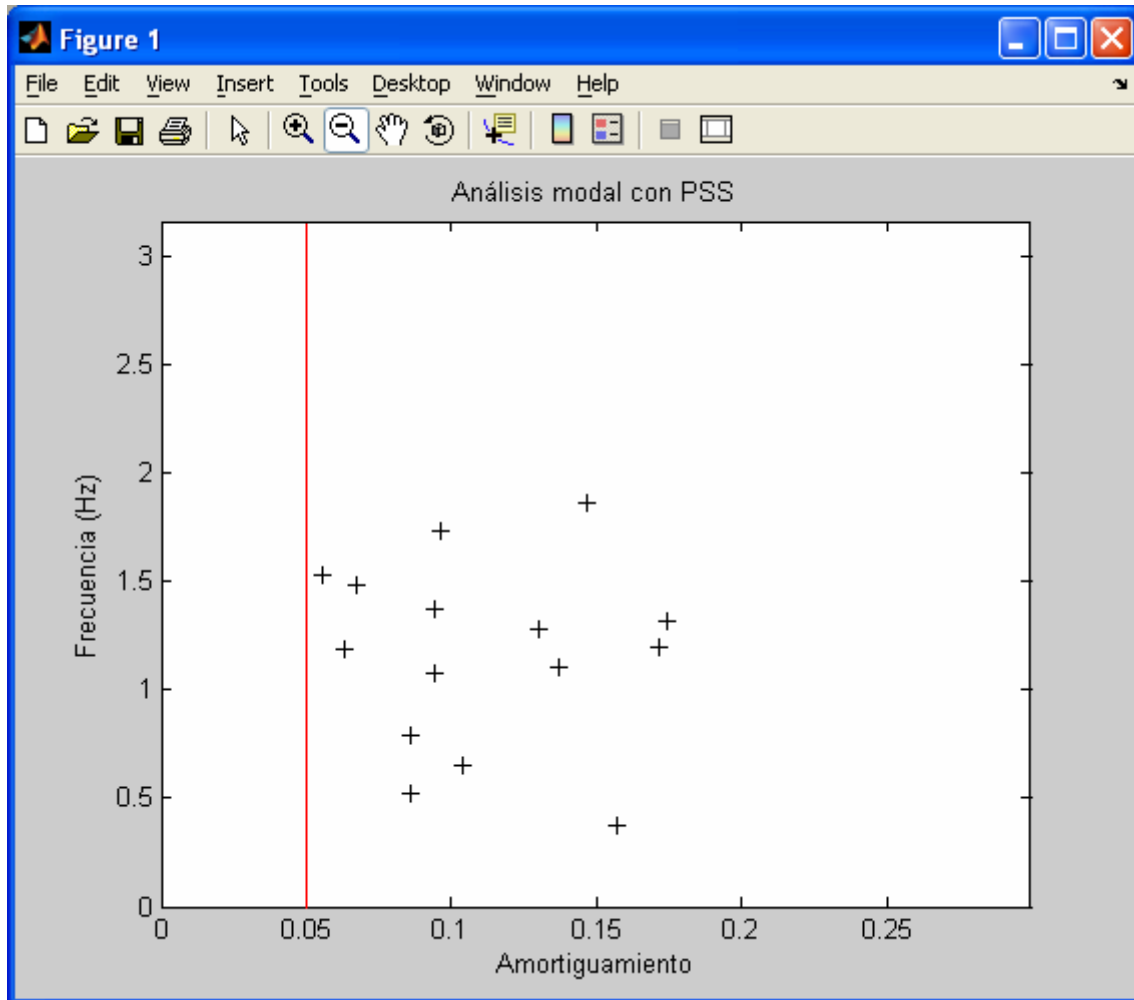


Figura 6-47: Representación modal detallada con PSS's

Del lugar de las raíces para el sistema con PSS y sin PSS se observa:

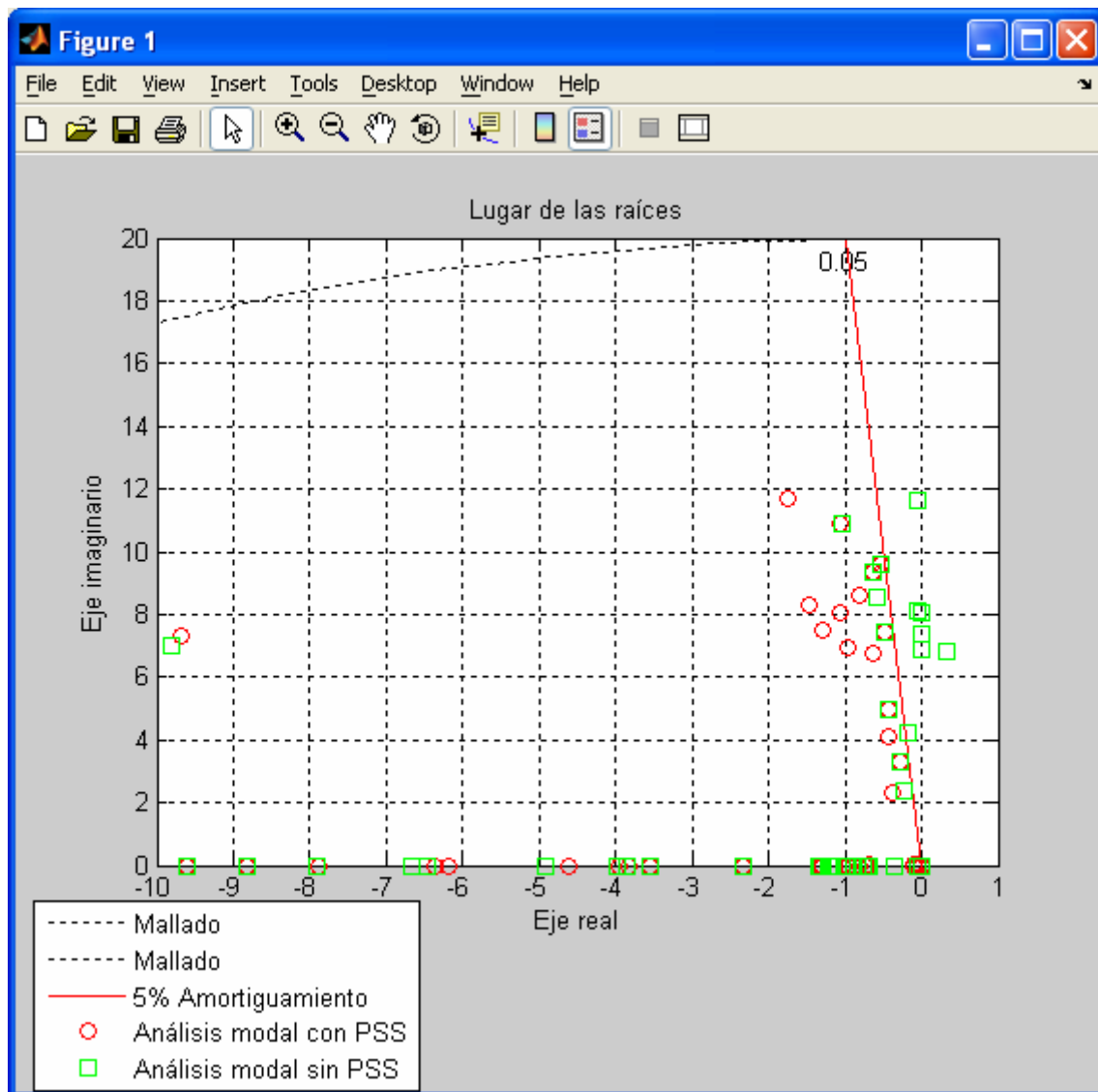


Figura 6-48: Comparativa del lugar de las raíces con y sin PSS's

Todos los valores asociados a los modos poco amortiguados e inestables han sido modificados con un Amortiguamiento superior al 5%. Si se hace un zoom óptimo a la Figura 6-48:

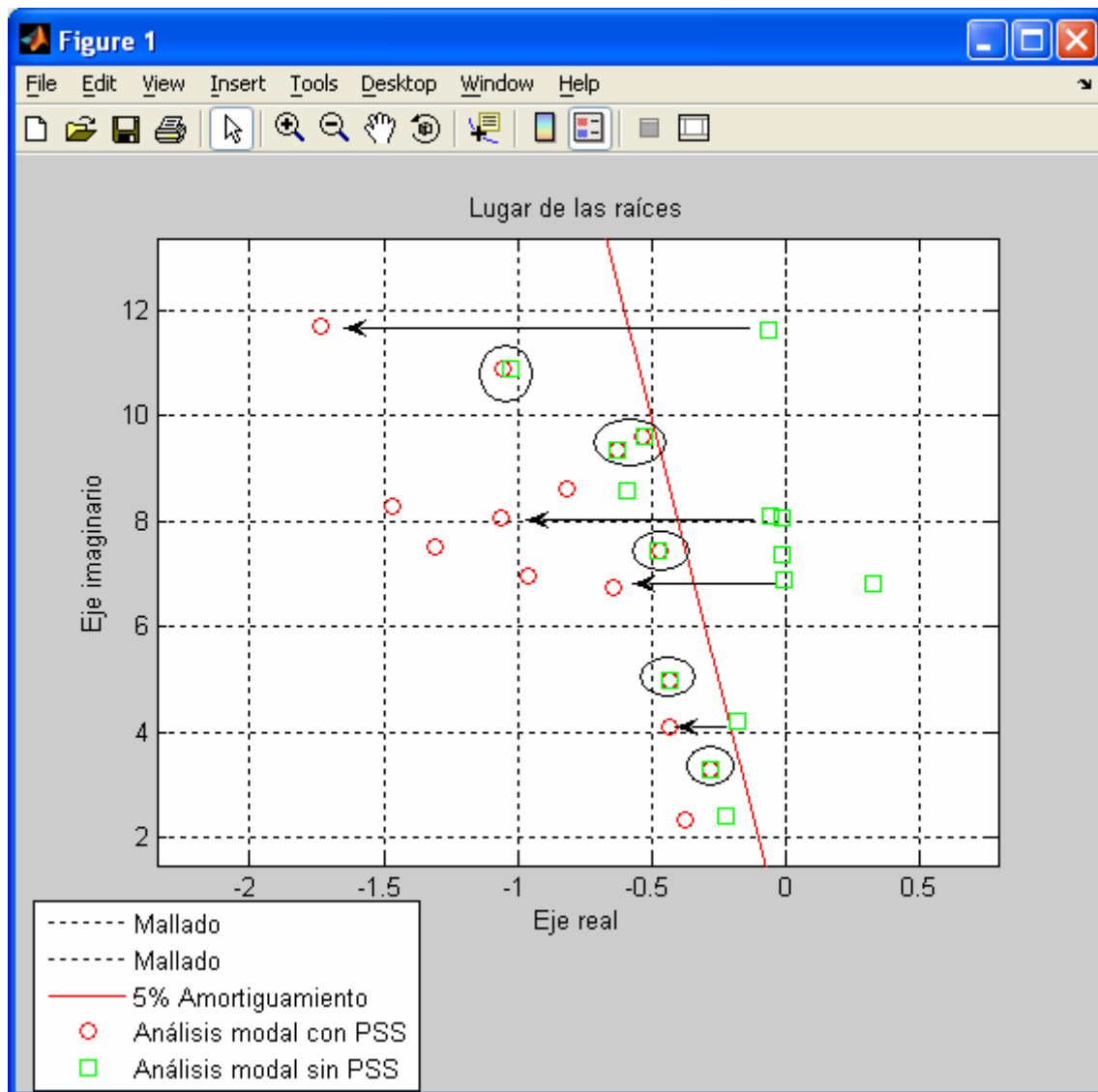


Figura 6-49: Comparativa detallada del lugar de las raíces con y sin PSS's II

Los movimientos relativos de los modos amortiguados son mostrados en la Figura 6-49. Su desplazamiento es casi lineal amortiguando la fase de manera satisfactoria y fijando la frecuencia en su modo inicial.

Los modos anteriormente estables (marcados con círculos sobre la Figura 6-49) no han sufrido variación. Por lo tanto la actuación y diseño de los PSS son eficientes, actuando únicamente sobre aquellos valores que se necesite amortiguar.



- RESPUESTAS DEL SISTEMA.

Se pretende comprobar lo analizado anteriormente viendo la respuesta del sistema ante falta.

Sin la colocación de los PSS :

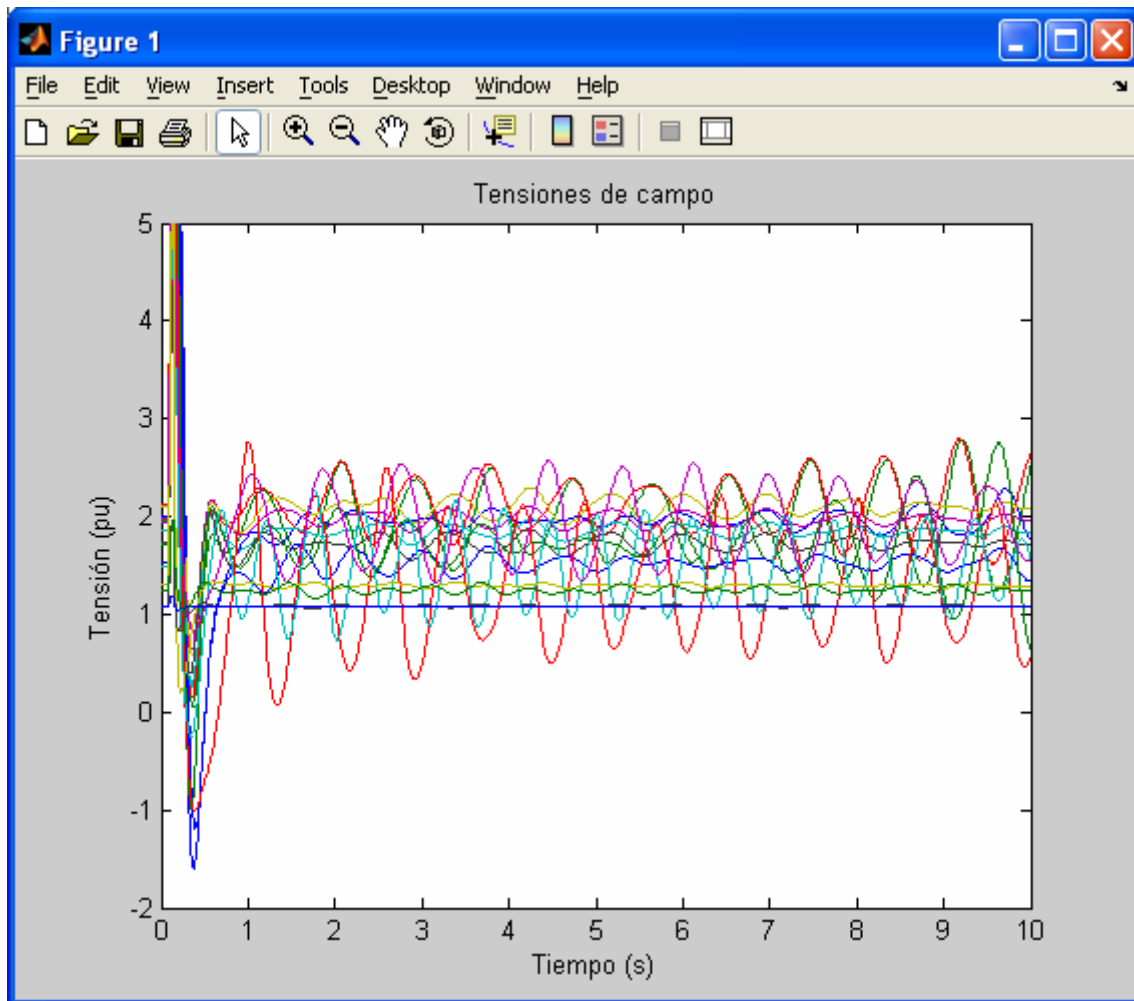


Figura 6-50: Respuesta de tensiones sin PSS's

Las tensiones oscilan considerablemente a lo largo del tiempo. El sistema se comportaría de manera inestable.

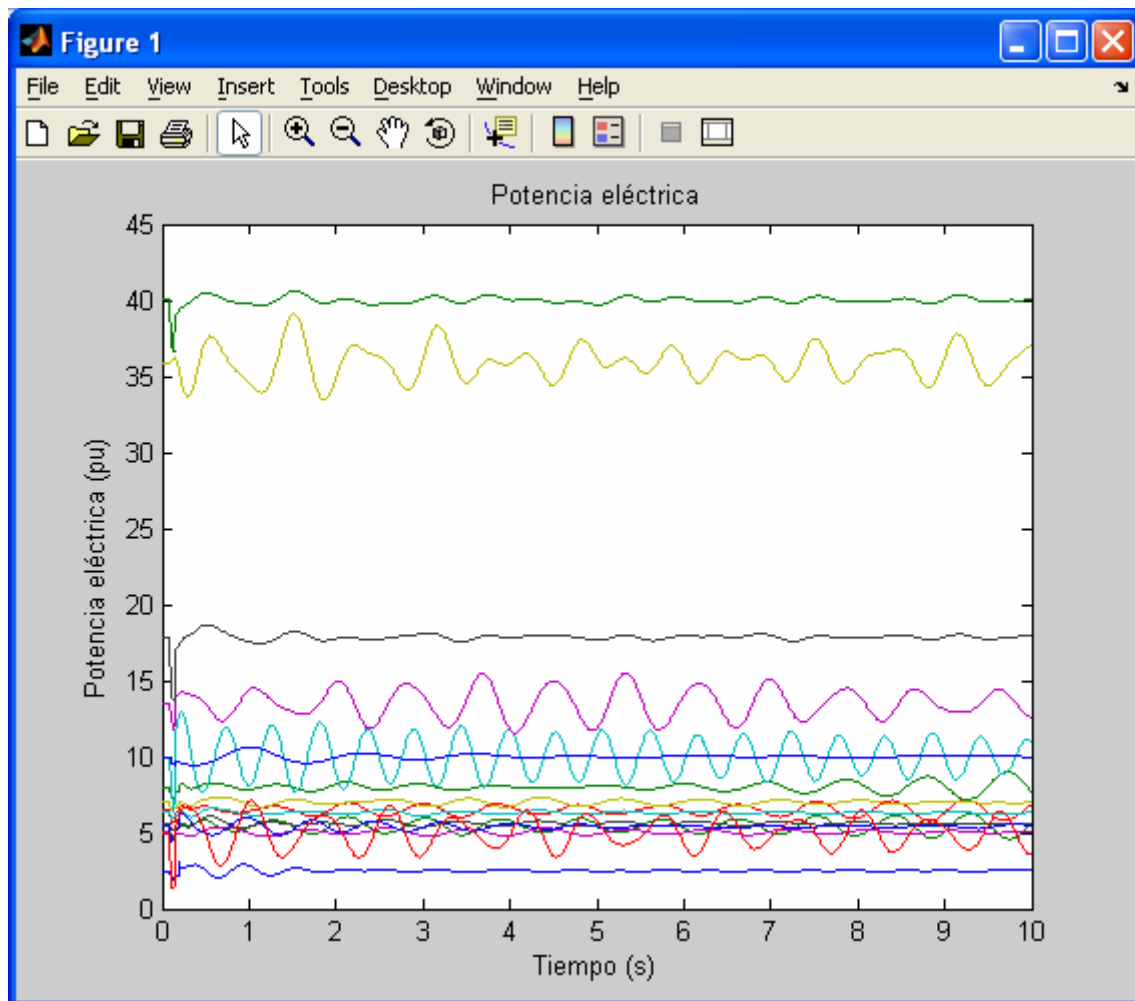


Figura 6-51: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's

La potencia eléctrica de igual manera que las tensiones, oscila a lo largo del tiempo acelerando y frenando la máquina de manera continua.

Con la inclusión de los PSS en el sistema (véase Apéndice D):

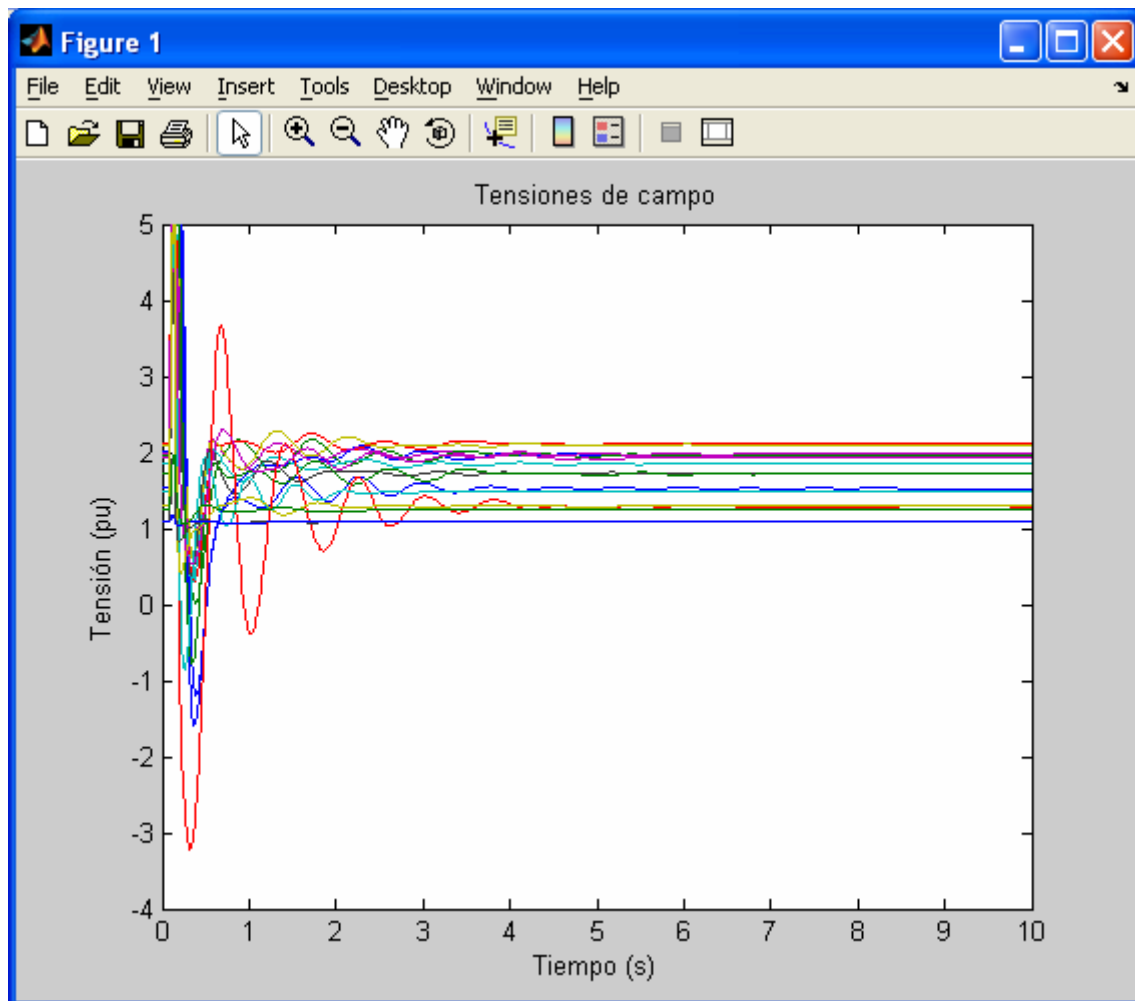


Figura 6-52: Respuesta de tensiones con PSS's

La respuesta del sistema es eficiente. Las tensiones se normalizan en un rango mínimo de tiempo, restableciendo el estado inicial del sistema. La actuación de los PSS es correcta.

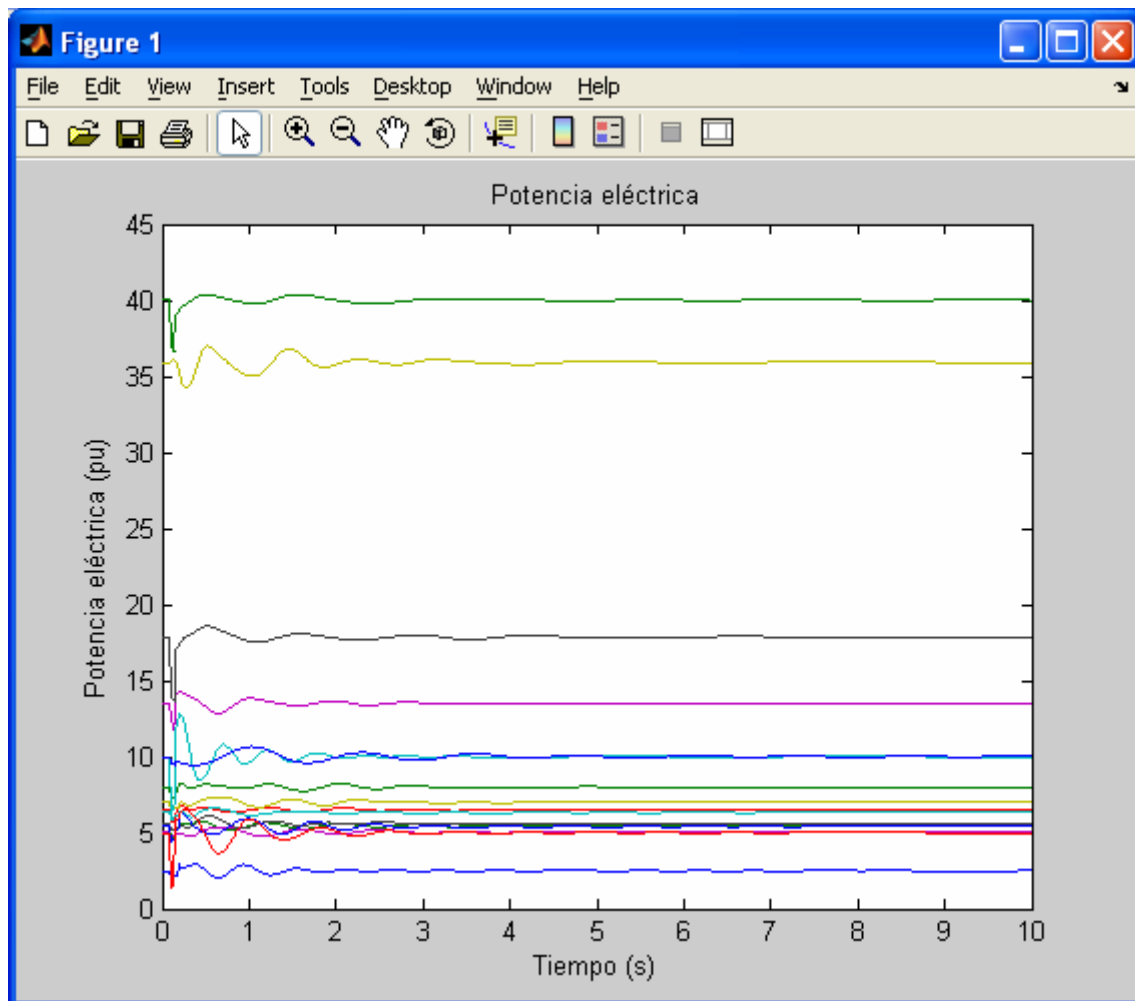


Figura 6-53: Respuesta potencia eléctrica con PSS's

La respuesta de la potencia eléctrica también es adecuada. Se restablece en apenas un segundo amortiguando con ellos las aceleraciones de las máquinas. Con la ayuda de los PSS la respuesta en potencia se amortigua correctamente.

A pesar de ser un sistema mucho más complejo que el de cuatro generadores analizado con anterioridad, se ha comprobado la eficiencia del método utilizado. La aportación de los PSS aporta al sistema una condición de estabilidad en pequeña señal bastante evidente, ya sea en pequeños, o en grandes y complejos sistemas de potencia.

## 6.4 APLICACIÓN A SISTEMA DE 16 GENERADORES – Caso valle

Se estudia el mismo sistema de 16 generadores para un punto de operación en valle (apéndice E), disminuyendo pues las potencias, cargas, etc. consumidas y generadas en un 40% . Con los resultados obtenidos, se pretende comparar ambos casos con el fin de dar a conocer que las soluciones son producto de analizar dos puntos de operación estáticos e independientes, pero normalmente en un sistema eléctrico existen muchas variables que hacen cambiar los puntos de trabajo del sistema con suma facilidad, dando lugar a sistemas dinámicos. Dicho lo cuál, y basándose en estas afirmaciones, se pretende dejar abierta una puerta para posibles trabajos futuros en aras a la sintonización en tiempo real. Actualmente el Dr. Carlos Gallardo del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid, ha diseñado un algoritmo genético capaz de sintonizar en tiempo real los parámetros de cada uno de los PSS del sistema.

Para el mismo sistema eléctrico operando en valle, se obtiene la siguiente descomposición modal:

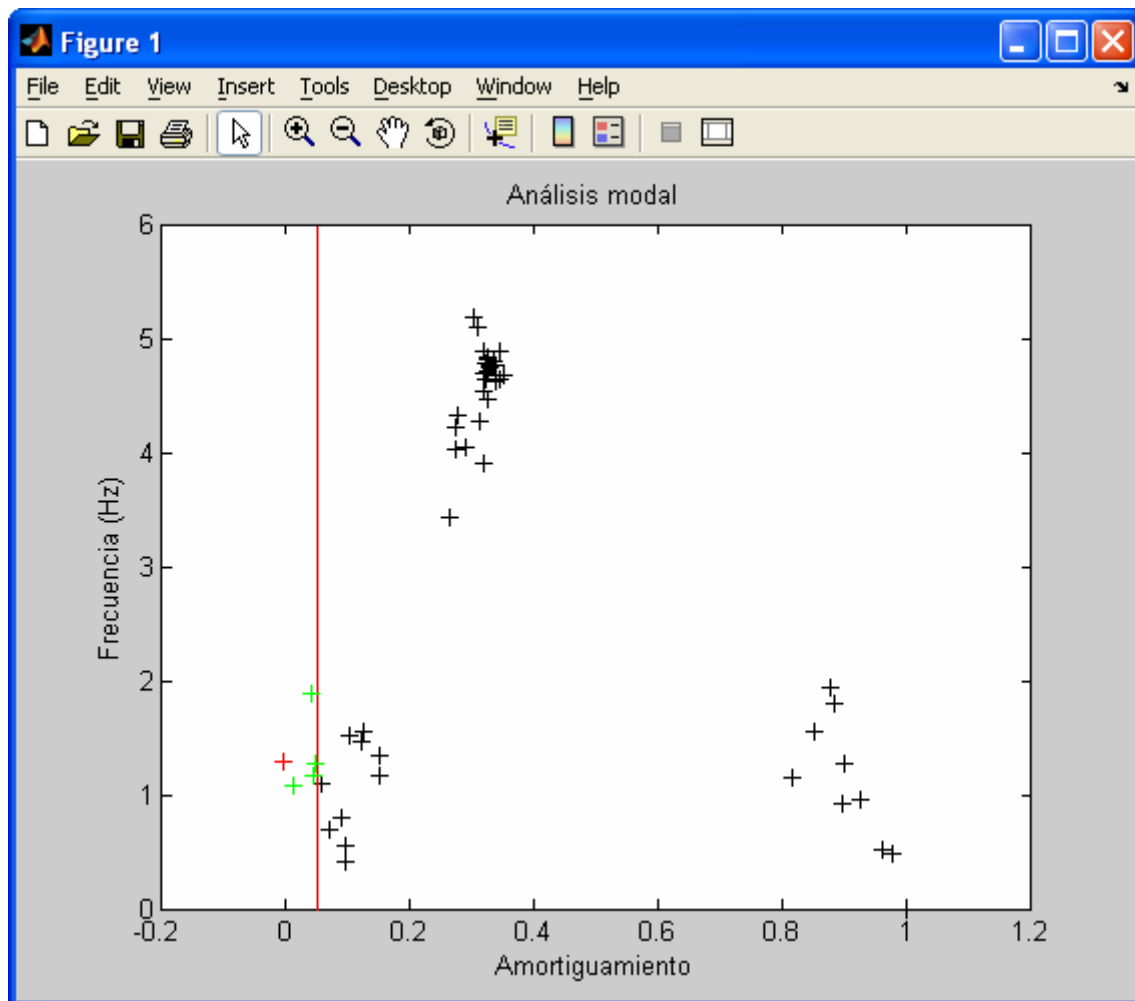


Figura 6-54 Análisis modal sin PSS's en sistema de 16 generadores

Se aprecian modos poco amortiguados y un modo inestable (color rojo). Más detalladamente:

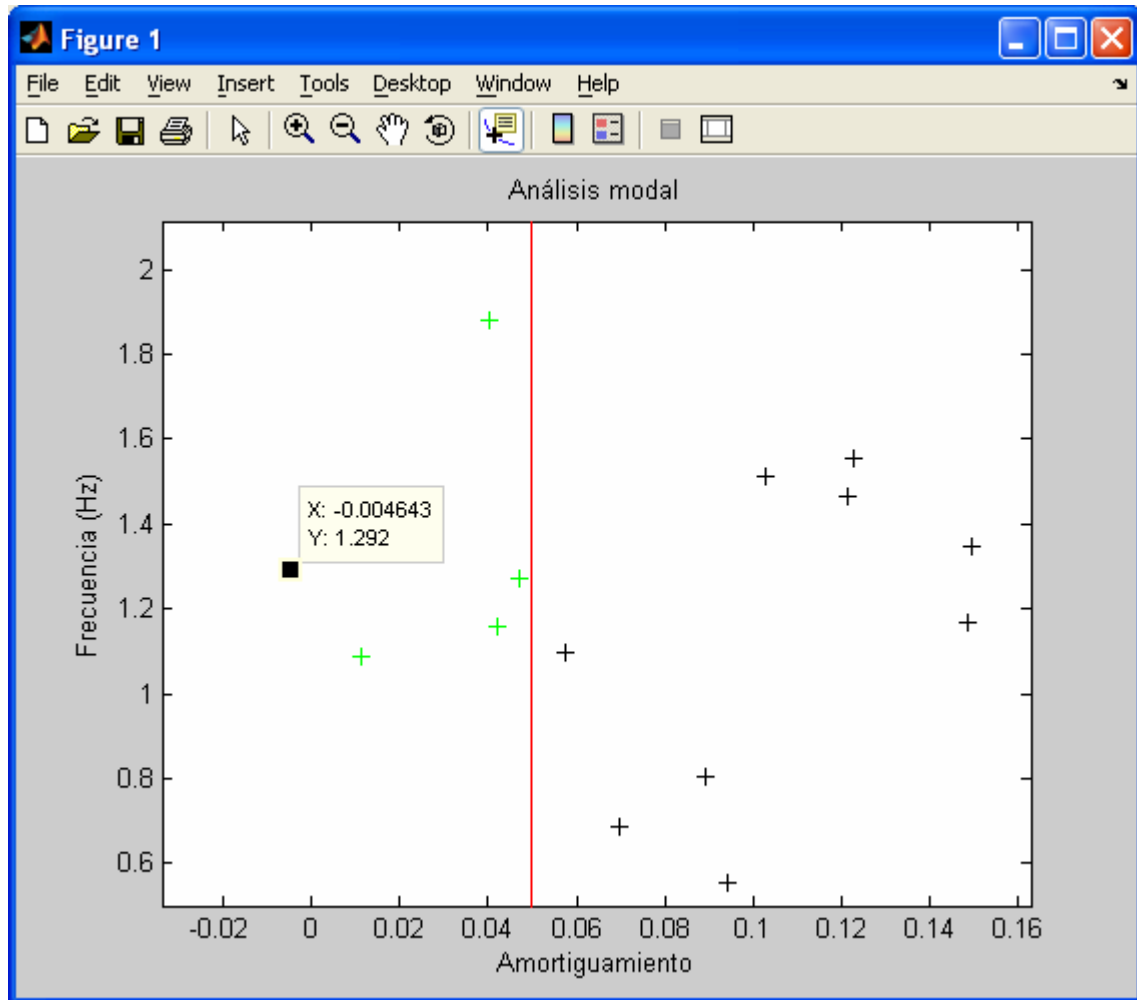


Figura 6-55 Representación modal detallada sin PSS's

Se observa los modos citados y el valor numérico del modo inestable (parte real negativa) en gráfica Frecuencia-Amortiguamiento. Sus valores se citan a continuación:

Tabla 20: Tabla de autovalores, frecuencia y amortiguamiento

NÚMERO	AUTOVALOR	AMORTIGUAMIENTO	FRECUENCIA
42	0.0377 - 8.1178i	-0,0046	1,292
31	-0.0783 - 6.8313i	0,01146	1,087
35	-0.3058 - 7.2856i	0,04194	1,16

56	-0.4742 -11.8189i	0,0400	1,881
40	-0.3754 - 7.9979i	0,04688	1,273

Los modos correspondientes al ángulo de rotor son:

**Tabla 21: Modos del ángulo del rotor**

MODO	AUTOVALOR	AMORTIGUAMIENTO	FRECUENCIA
1	-0,001	1	0
8	-0,7158	1	0
15	-0.9706	1	0
22	-0.3287 - 3.4763i	0.0941	0.5533
29	-6.2020	1	0
36	-0.3058 + 7.2856i	0.0419	1.1595
43	0.0377 + 8.1178i	-0.0046	1.2920
50	-0.9827 + 9.5008i	0.1029	1.5121
57	-0.4742 +11.8189i	0.0401	1.8810
64	-13.3655 + 3.0827i	0.9744	0.4906
71	-16.1644 + 7.9645i	0.8970	1.2676
78	-19.4064	1	0
85	-20.1324	1	0
92	-20.4164	1	0
99	-21.4450	1	0
106	-22.7921	1	0

Factores de participación asociados a cada uno de sus autovectores :



42:

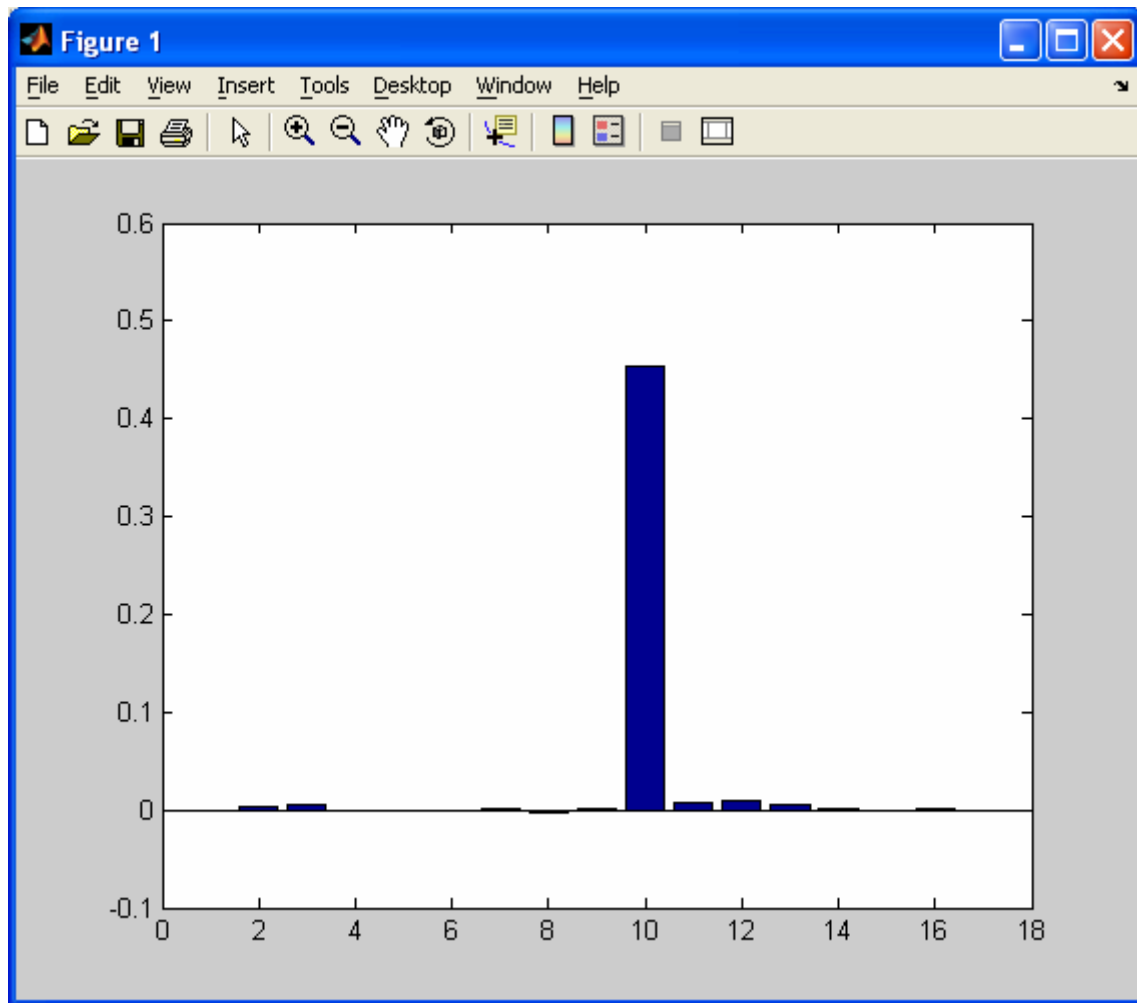


Figura 6-56: Factores de participación modo 42

31:

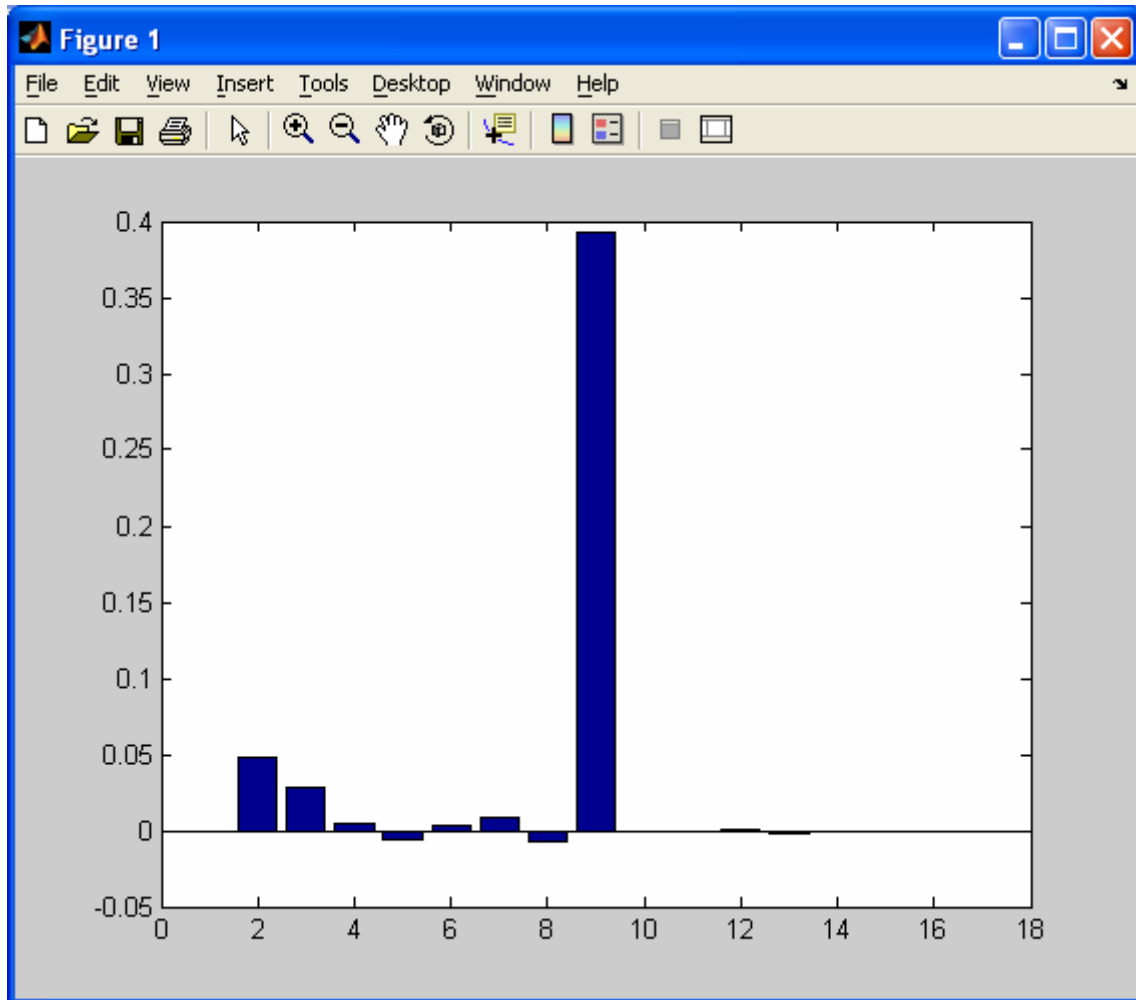


Figura 6-57: Factores de participación modo 31

35:

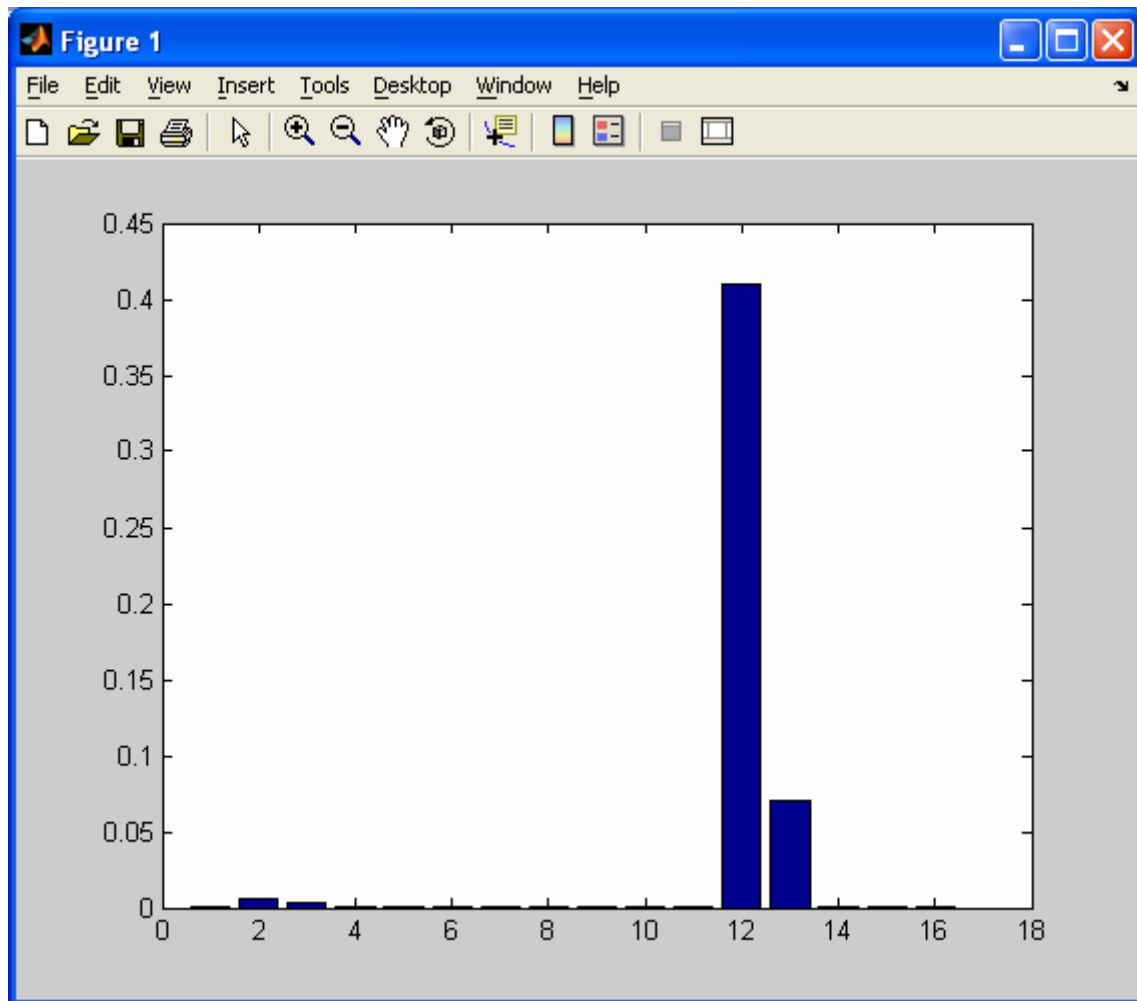


Figura 6-58: Factores de participación modo 35

56:

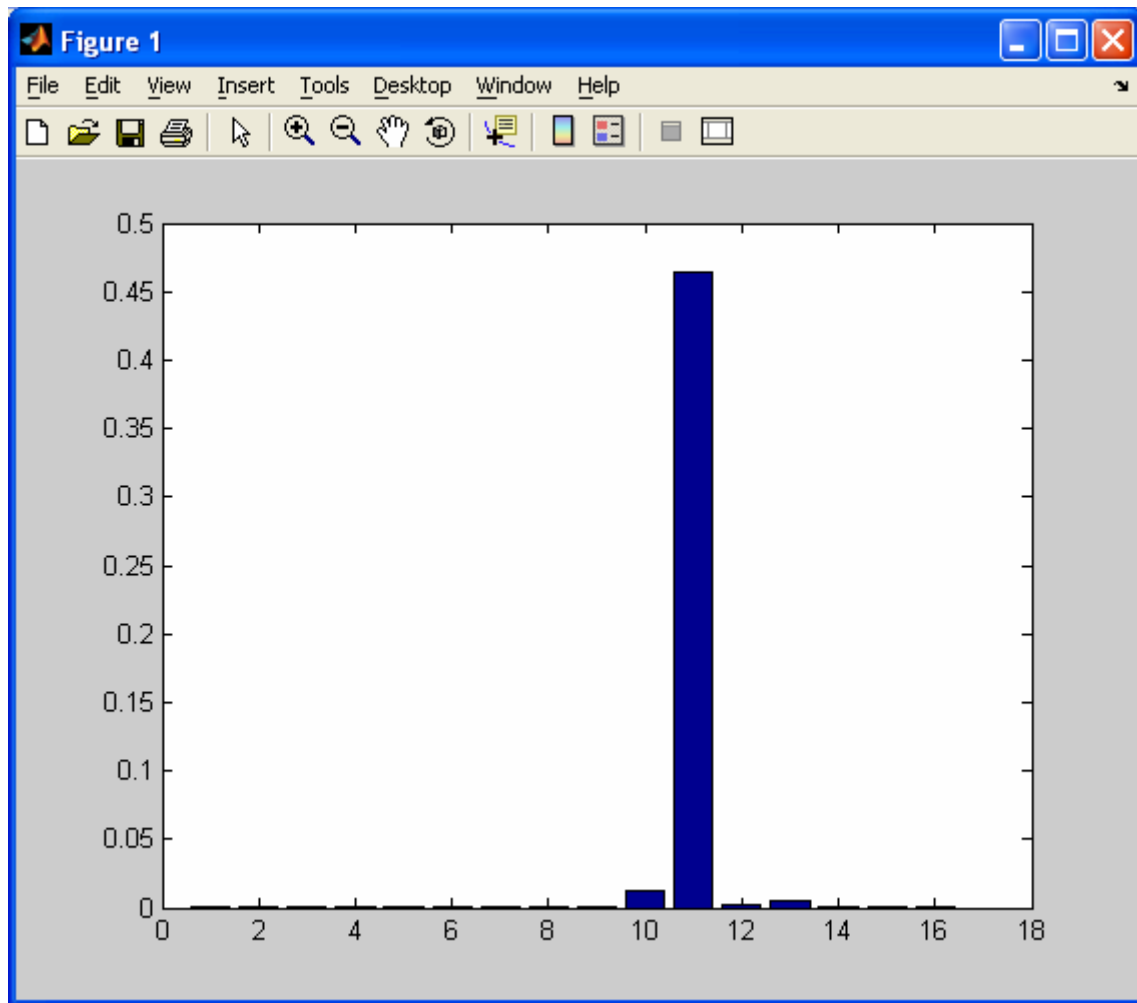


Figura 6-59: Factores de participación modo 56

40:

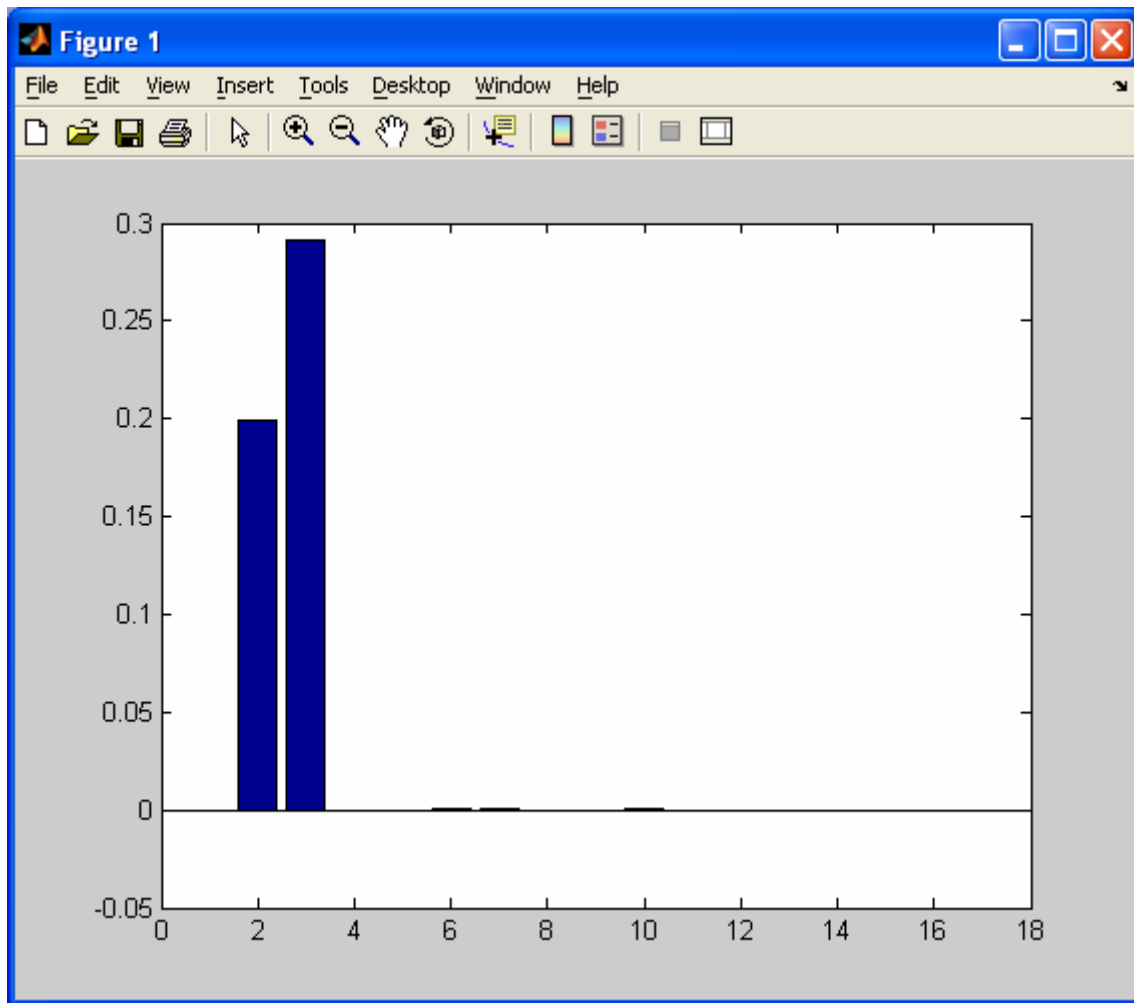


Figura 6-60: Factores de participación modo 40

Los valores mas representativos corresponden a los generadores: **G2,G3,G9,G10,G11 y G12**, en cada uno de los cuales se instalará un estabilizador.

De los factores de participación asociados, se observa que todos los modos oscilantes son de carácter local. A tener en cuenta únicamente el modo oscilante del generador 9, que introduce amortiguamiento negativo sobre el modo 31.

Los parámetros resultantes una vez sintonizadas todas sus constantes conforme a razonamientos anteriores, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 22: Valores resumen. Sintonización PSS



PSS	GANANCIA	$T_{w0}$	T1	T2	T3	T4
G2	10	10	0.02	0.1	0.02	0.1
G3	10	10	0.02	0.1	0.02	0.1
G9	7	10	0.04	0.11	0.04	0.11
G10	10	10	0.01	0.1	0.01	0.1
G11	10	10	0.04	0.1	0.04	0.1
G12	10	10	0.02	0.13	0.02	0.13

Se aprecian cambios significativos con respecto al caso punta analizado con anterioridad, lo que refrenda la hipótesis planteada.

Dependiendo del punto de operación del sistema en cada momento, los requerimientos de los parámetros difieren de forma considerable, por lo tanto, no se pueden suponer valores completamente válidos para cualquier punto de trabajo del sistema, si no que en cada punto, el PSS tendrá unos valores de sintonización diferentes.

La respuesta modal del sistema con los PSS's instalados (apéndice F) resulta:

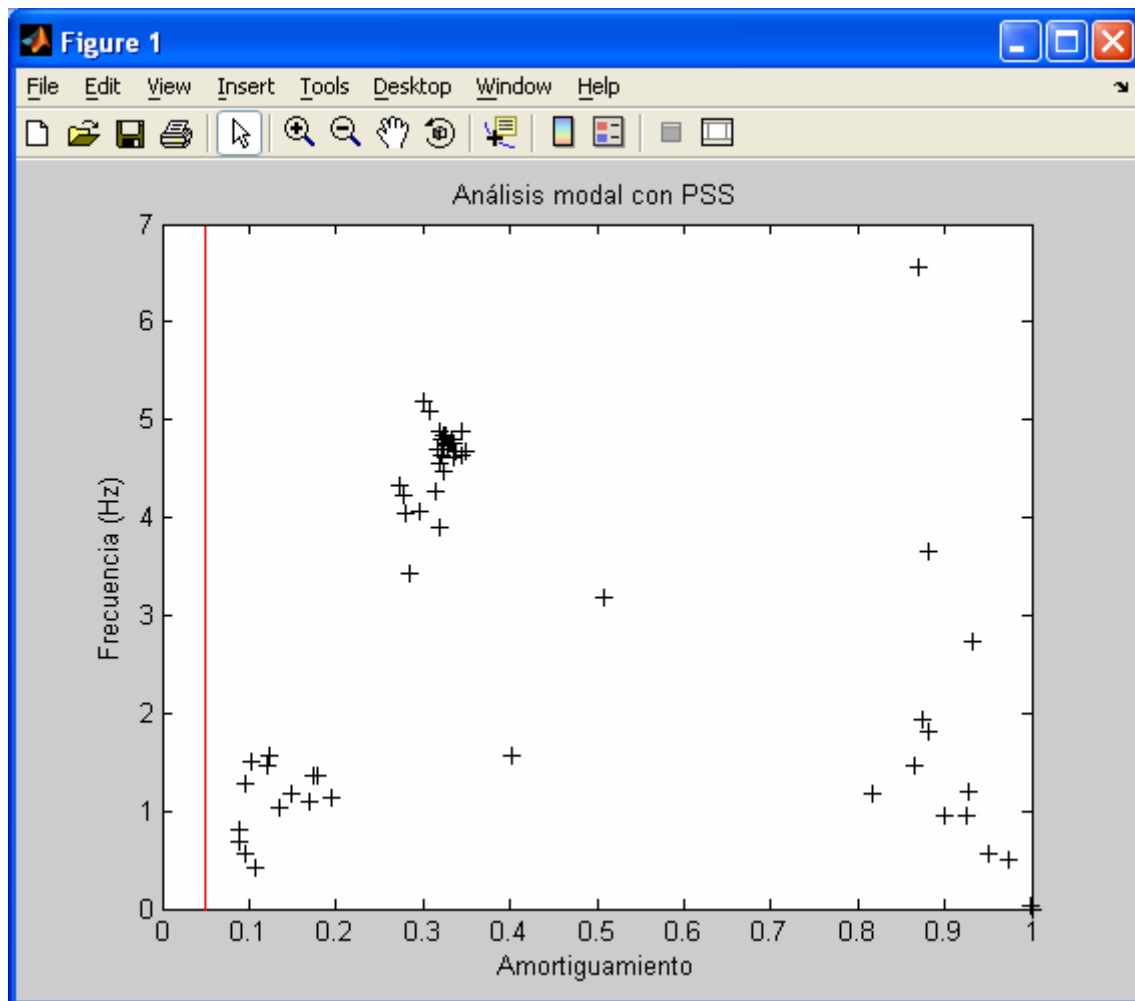
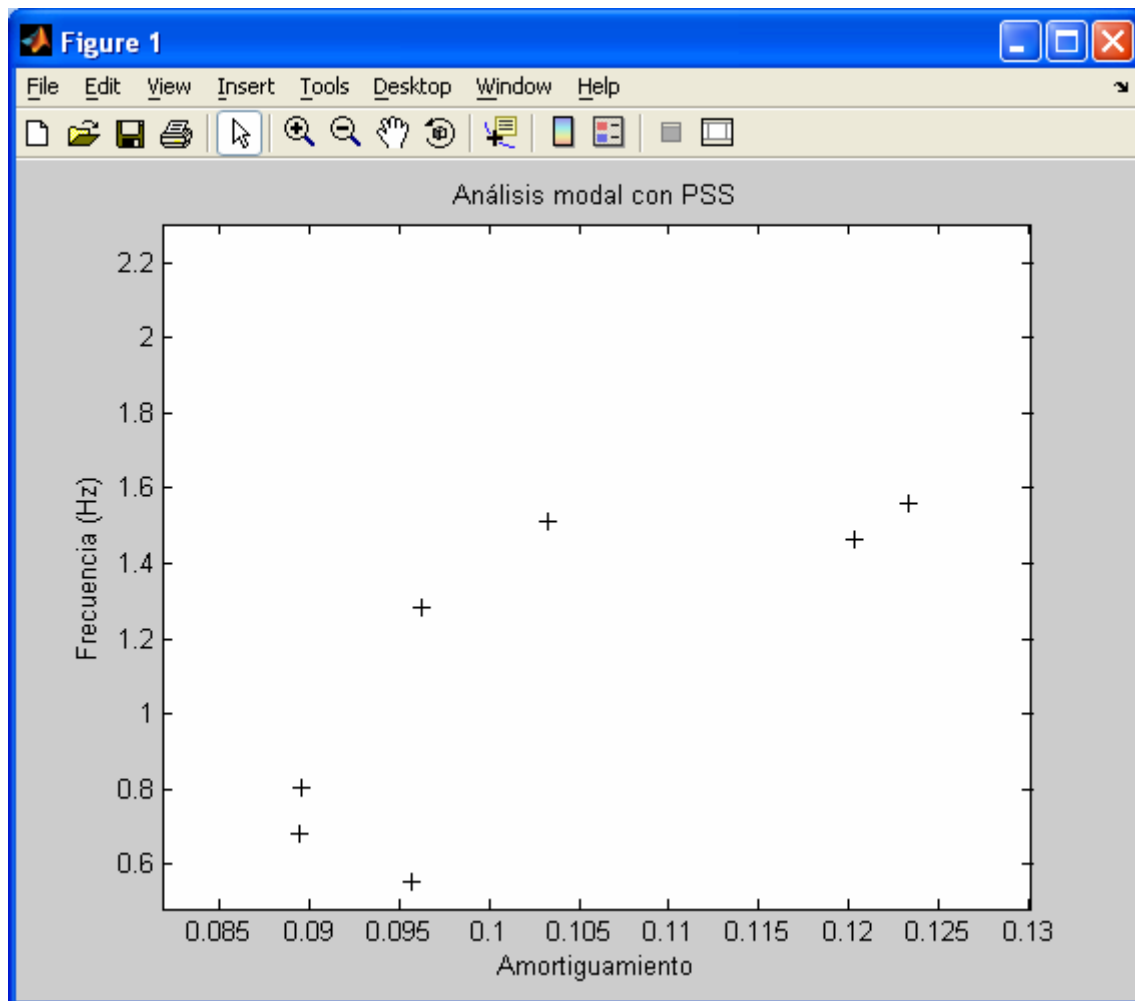


Figura 6-61: Respuesta modal del sistema con PSS's



**Figura 6-62: Respuesta modal detallada**

Queda de manifiesto la estabilidad del sistema. Todos los modos de oscilación se sitúan a la derecha, con amortiguamientos inferiores al 5%.

- **RESPUESTA DEL SISTEMA**

Se pretende comprobar la respuesta del sistema frente a falta con PSS y sin PSS instalados. Así, los resultados obtenidos son:



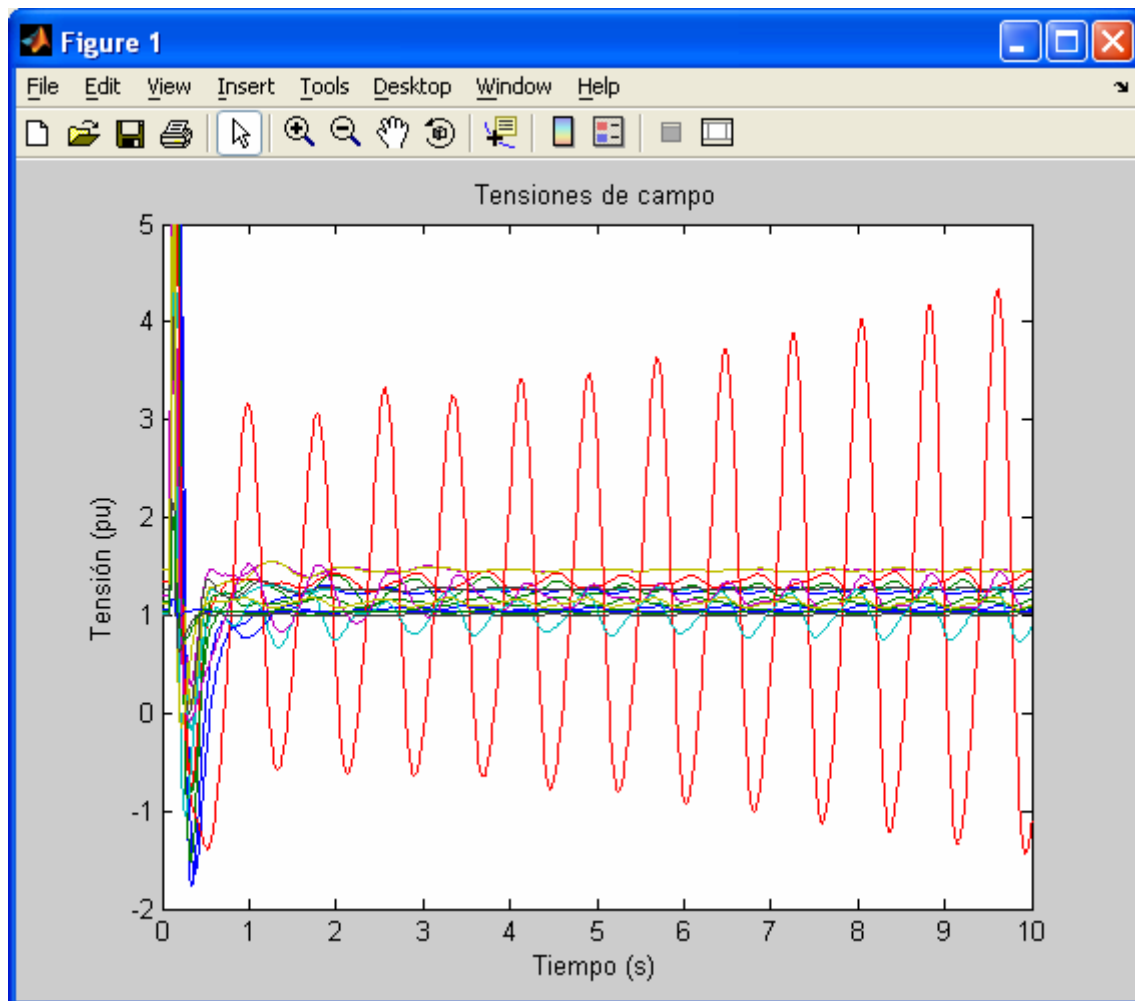


Figura 6-63: Respuesta de tensiones sin PSS's

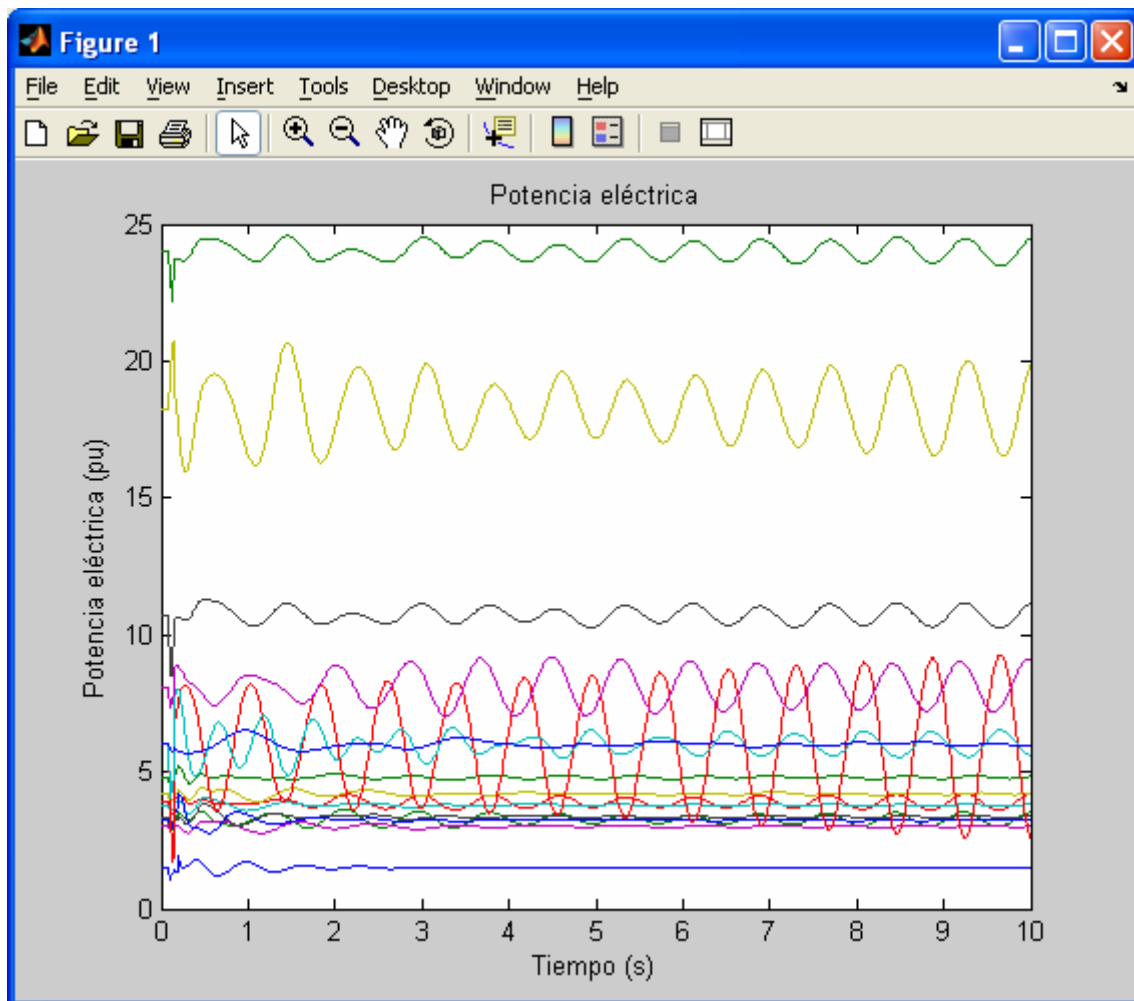


Figura 6-64: Respuesta de potencia eléctrica sin PSS's

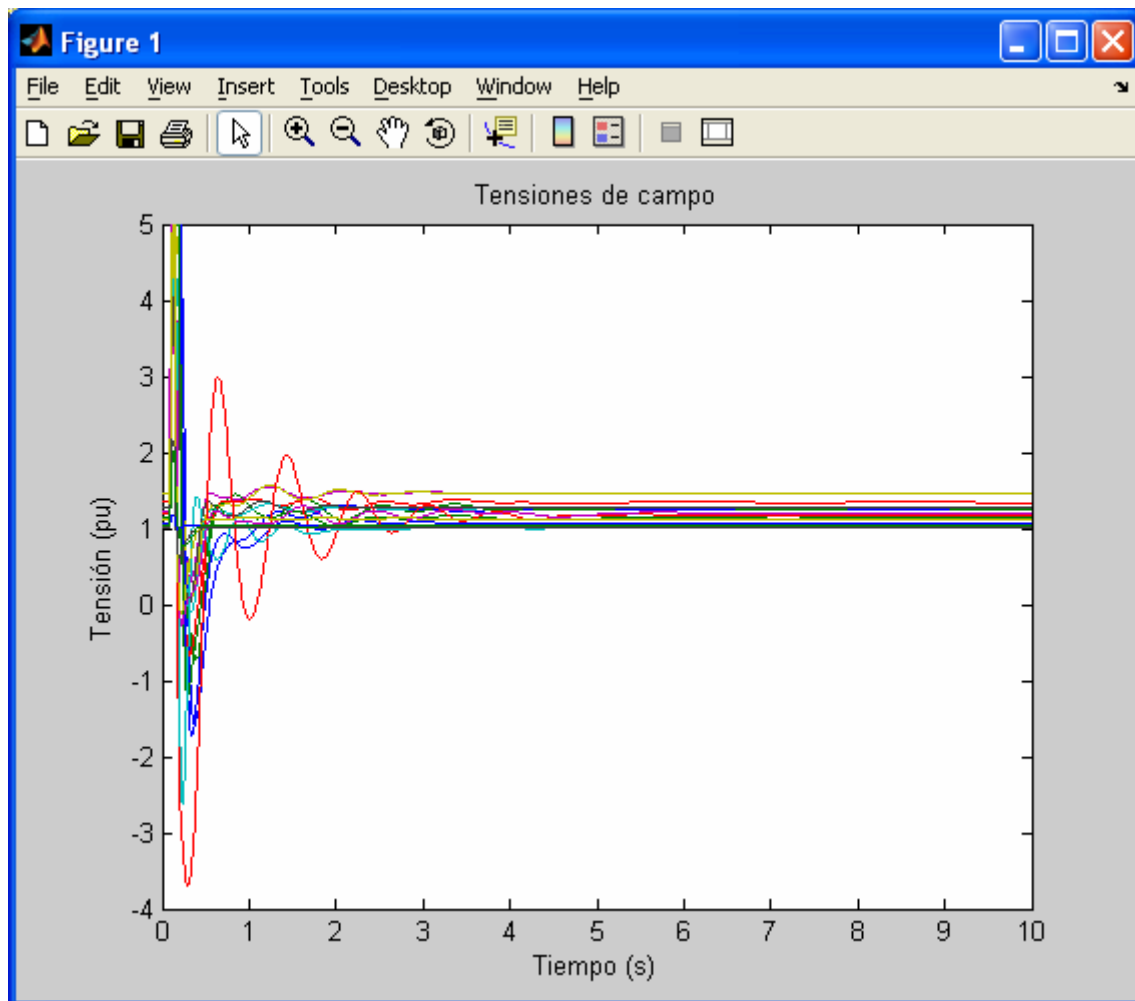


Figura 6-65: Respuesta de tensiones con PSS's

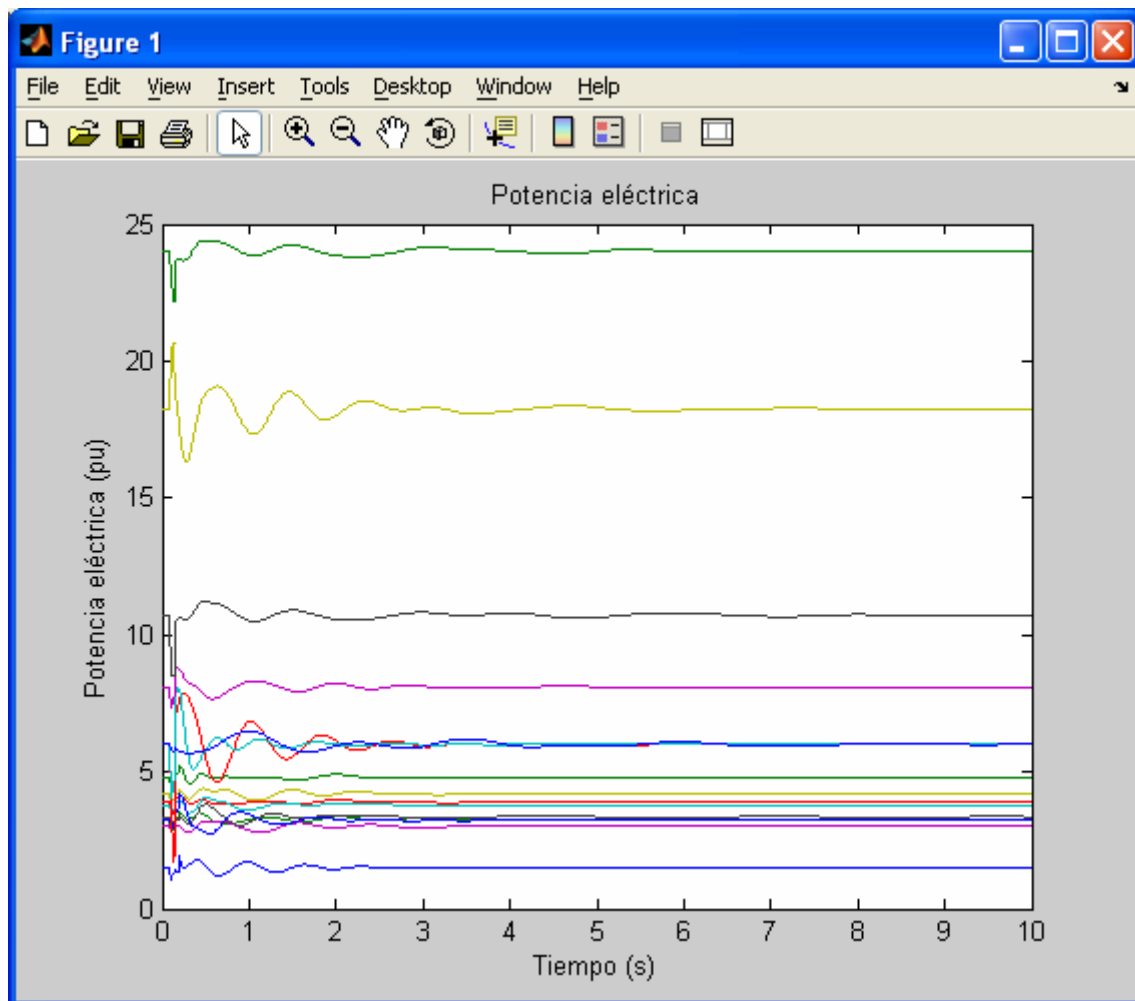


Figura 6-66: Respuesta de potencia eléctrica con PSS's

Se aprecia de manera muy significativa la importancia de los PSS's en el sistema eléctrico estudiado, y por lo tanto en cualquier sistema eléctrico, confiriéndole estabilidad ante perturbaciones en pequeña señal. Se observa como en pocos segundos es capaz de llevar al sistema a su estado de equilibrio inicial.

Está demostrada la inferencia de las oscilaciones en pequeña señal dentro de un sistema eléctrico, pudiendo en ocasiones desequilibrar pequeños sistemas eléctricos, y con ellos la pérdida de alguna línea o generador del sistema. Por ello, se deduce la importancia de implantar dichos



dispositivos, que en ocasiones representan costes muy reducidos para los daños que puede ocasionar su ausencia.

## 7 CONCLUSIONES FINALES Y TRABAJOS FUTUROS

### 7.1 CONCLUSIONES FINALES

- Se ha ensayado una metodología de análisis en pequeña señal, basada en el estudio de autovalores y factores de participación de un sistema eléctrico, quedando validado el estudio de cualquier sistema eléctrico mediante esta metodología.
- Se asegura la fiabilidad del software eléctrico empleado (PST). A pesar de ser un software gratuito, demuestra gran robustez y flexibilidad debido a su condición de código abierto. *Autor: Graham Rogers.*
- Se ha comprobado la importancia que tiene hoy en día los PSS en un sistema eléctrico, teniendo la capacidad de amortiguar pequeñas perturbaciones del sistema en pequeña señal llevando al sistema al punto de equilibrio inicial.
- Muchos problemas de pérdidas de líneas o actuación de las protecciones con los inconvenientes que ello podría suponer, pueden ser evitados con la instalación de PSS.
- Ante variaciones de carga de un sistema eléctrico, la descomposición modal del sistema varia, y por lo tanto las constantes de los PSS. Por lo tanto la metodología experimentada es válida para puntos de operación estáticos.
- Si bien las variaciones de carga de carácter importante pueden inestabilizar a un sistema eléctrico previamente analizado, pequeños transitorios de carga o variaciones de carácter local, pueden no ser nocivas ante la estabilidad del sistema dependiendo del margen de amortiguamiento introducido por los PSS.

- Para sistemas con un elevado número de nudos, generadores y líneas, el análisis modal, y por lo tanto la sintonización de PSS's, se complica sobremanera.
- Ante valores de amortiguamiento por encima del 5%, se puede decir que un sistema está bien amortiguado, ya que para mayores valores del mismo, la variación ante falta del sistema de parámetros como la potencia o las tensiones es muy similar.
- A medida que se incorporan PSS's al sistema, el desplazamiento de los autovalores al semiplano izquierdo, resulta con mayor facilidad.

## 7.2 TRABAJOS FUTUROS

En aras a la estabilidad del sistema eléctrico en tiempo real, se propone la integración de la inteligencia artificial como continuación a este documento.

Una red neuronal debidamente entrenada, sería suficiente para poder obtener los parámetros de los PSS's en tiempo real. Esto supondría que ante cualquier variación del sistema, los PSS's puedan amortiguar el sistema correctamente en dicho instante de tiempo.

Por otro lado, se plantea la posibilidad de llevar a cabo la sintonización mediante cualquier otro método alternativo contemplado en este mismo documento, con el fin de comprobar su validez.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw wHill, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE Report, , “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, May 2004.
- [3] OCSE. Operación y Control de Sistemas Eléctricos. Dr. Pablo Ledesma. UC3M
- [4] Carlos Gallardo. Tesis doctoral. UC3M
- [5] Carlos Gallardo. Tesis de Master. UC3M
- [6] Jan Machowsky, Janusz W. Bialek, James R. Bumby. Power System Dynamics (Stability and Control).
- [7] Análisis de Sistemas Eléctricos. Dr. Julio Usaola. UC3M
- [8] Oscar Emilio Díaz vanegas. “Análisis de amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia para un sistema de potencia multimáquina”. Tesis doctoral. Universidad de Colombia.
- [9] Power System Dynamics and Stability. Sauer/Pai.
- [10] E.H. Abed, P.P.Varaiyya, Nonlinear oscillations in power systems,, International Journal of Electric Energy and Power Systems, vol. 6, no. 1, Jan. A984, pp. 37443.
- [11] Librería de PSS/E. Software eléctrico.
- [12] MATLAB. Guía usuario.
- [13] Biblioteca virtual
- [14] Maquinas eléctricas. Fraile Mora, Jesús. 6º ed.
- [15] Máquinas eléctricas. Sanz Feito, Javier.
- [16] Análisis Dinámico de Máquinas Eléctricas. Santiago Arnaltes . UC3M
- [17] Luigi Vanfretti. Tesis doctoral. Rensselaer Polytechnic Institute (USA).
- [18] Paper. Design of a power system stabilizer using a universal model-based controller. Young-Moon Park, Jin-Ho Lee, Seung-Ho Hyun and Kwang Y Lee.



- [19] Paper. Review of Conventional Power System Stabilizer Design Methods Ahmed A. Ba-muqabel\*, and Dr.Mohammad A. Abido.
- [20]. Paper. A Simultaneous Perturbation Stochastic Approximation (SPSA)-Based Model Approximation and its Application for Power System Stabilizers Hee-Sang Ko, Kwang Y. Lee, and Ho-Chan Kim.
- [21] Paper. Impact of the Interaction Among Power System Controls Status Report of CIGRE TF 38.02.16.
- [22] Paper. Robust controller for damping power system oscilations. S.Vadivel, J.Lakshman Aperumal, P.G.Scholer .INDIA.
- [23] Paper. Control de un Statcom en un sistema de potencia mediante reubicación de polos y LQR. Grupo de Investigación en Electrónica de Potencia Universidad Tecnológica de Pereira.
- [24] Paper: "Robust Cordinated Design of PSS and TCSC using PSO Technique for power System Stability Enhancement". S.panda, N.P.Padby, R.N.Patel. 2007
- [25] Paper: "Optimization of Power System Stabilizers Relying on Particle Swarm Optimizers". A. Jeevanandham, K.Thanushkodi. 2008.
- [26] Paper: "A proposal for Multiple Objective Particle Swarm Optimization (MOPSO)". Carlos A. Coello Coello, Maximino Salazar Lechuga.
- [26] Paper: "Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers Installed in DFIG-Based Wind Generation". Angelo Mendonca, J.A.Pecas Lopes.
- [27] Paper: "Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers in Power System with Different Operating Conditions". Angelo Mendonca, J.A.Pecas Lopes. 2003.
- [28] Paper: "Optimal tuning of power system stabilizers and AVR gains using particle swarm optimization". A.M. El-Zonkoly. 2006
- [29] Paper: "Applying power system stabilizers. Part II". E.V.Larsen and D.A.Swan. 1981.
- [30] Paper: "Power system stabilizer tuning in multimachine power system based on a minimum phase control loop method and genetic algorithm. Komsam Hongesombut, Yasunori Mitani and Kiichiro Tsuji. Japan. 2002



- [31] “Optimización económica de la red de distribución eléctrica mediante algoritmos genéticos”. Luis Priego garcía. PFC UC3M. Nov. 2004.
- [32] Paper. Optimal selection of SSSC based damping controller parameters for improving power system dynamic stability using gnetic algorithm. A. Kazemi, M. Ladjevar di. `
- [33] Simultaneous tuning of power system stabilizers based on a combined method of a micro-GA, HGA and minimum phase control. Osaka University.
- [34] Damping of power system oscillation by PSS Using GA. Saeid Kyanzadeh. University of Kemman. IRAN.
- [35] Aplicación de algoritmos genéticos para coordinar estabilizadores en sistemas eléctricos de potencia. Braulio Chuco. Tesis Doctoral. Universidad nacional del Callao.
- [36] PST v3.0. Software eléctrico. User guide
- [37] Matlab User guide & Software



## 9 APÉNDICE

### A – Sistema de 4 generadores sin PSS

SISTEMA DE 4 GENERADORES:

```
% bus data format
% bus:
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p_gen(pu)
% col5 q_gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
%     bus_type - 1, swing bus
%               - 2, generator bus (PV bus)
%               - 3, load bus (PQ bus)
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)
% col13 vRated (kV)
% col14 v_max pu
% col15 v_min pu

bus = [...
    1  1.03  18.5  7.00  1.61  0.00  0.00  0.00  0.00  1  5.0 -1.0 22.0  1.1 .9;
    2  1.01   8.80  7.00  1.76  0.00  0.00  0.00  0.00  2  5.0 -1.0 22.0  1.1 .9;
    3  0.9781 -6.1   0.00  0.00  0.00  0.00  0.00  3.00  3  0.0  0.0 230.0 1.5 .5;
    4  0.95  -10   0.00  0.00  9.76  1.00  0.00  0.00  3  0.0  0.0 115.0 1.05 .95;
   10 1.0103 12.1   0.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00  3  0.0  0.0 230.0 1.5 .5;
   11 1.03  -6.8  7.16  1.49  0.00  0.00  0.00  0.00  2  5.0 -1.0 22.0  1.1 .9;
   12 1.01 -16.9  7.00  1.39  0.00  0.00  0.00  0.00  2  5.0 -1.0 22.0  1.1 .9;
```



```
13 0.9899 -31.8 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 5.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
14 0.95 -35 0.00 0.00 17.65 1.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 115.0 1.05 .95;
20 0.9876 2.1 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
101 1.00 -19.3 0.00 1.09 0.00 0.00 0.00 0.00 2 2.0 0.0 500.0 1.5 .5;
110 1.0125 -13.4 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
120 0.9938 -23.6 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
];
```

% line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, tap phase, tapmax, tapmin, tapsize

line = [...

```
1 10 0.0 0.0167 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0;
2 20 0.0 0.0167 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 4 0.0 0.005 0.00 1.0 0.12 0.8 0.02;
3 20 0.001 0.0100 0.0175 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 101 0.011 0.110 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 101 0.011 0.110 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
10 20 0.0025 0.025 0.0437 1.0 0.0 0.0 0.0;
11 110 0.0 0.0167 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0;
12 120 0.0 0.0167 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 101 0.011 0.11 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 101 0.011 0.11 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 14 0.0 0.005 0.00 1.0 0.12 0.8 0.02;
13 120 0.001 0.01 0.0175 1.0 0.0 0.0 0.0;
110 120 0.0025 0.025 0.0437 1.0 0.0 0.0 0.0];
```

% Machine data format

% 1. machine number,

% 2. bus number,

% 3. base mva,

% 4. leakage reactance  $x_l$ (pu),

% 5. resistance  $r_a$ (pu),

% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d$ (pu),



```
% 7. d-axis transient reactance x'_d(pu),
% 8. d-axis subtransient reactance x''_d(pu),
% 9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%      T''_do(sec),
% 11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
% 12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
% 13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
% 14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%      T''_qo(sec),
% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient d_o(pu),
% 18. damping coefficient d_1(pu),
% 19. bus number
%
%
```

```
mac_con = [ ...
```

```
1 1 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
    1.7 0.55 0.24 0.4 0.05...
    6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
2 2 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
    1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
    6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
3 11 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
    1.7 0.55 0.24 0.4 0.05...
    6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
4 12 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
    1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
    6.5 0 0 3 0.0654 0.5743];
```

```
exc_con = [...
```

```
0 1 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
```



```
0 2 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 3 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 4 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

% power system stabilizer model

```
% col1 type 1 speed input; 2 power input
% col2 generator number
% col3 pssgain*washout time constant
% col4 washout time constant
% col5 first lead time constant
% col6 first lag time constant
% col7 second lead time constant
% col8 second lag time constant
% col9 maximum output limit
% col10 minimum output limit
```

```
pss_con = []; NO PSS's
```

% governor model

% tg\_con matrix format

%column	data	unit
% 1	turbine model number (=1)	
% 2	machine number	
% 3	speed set point wf	pu
% 4	steady state gain 1/R	pu
% 5	maximum power order Tmax	pu on generator base
% 6	servo time constant Ts	sec
% 7	governor time constant Tc	sec
% 8	transient gain time constant T3	sec
% 9	HP section time constant T4	sec
% 10	reheater time constant T5	se



```
tg_con = [...  
1 1 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 2 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 3 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 4 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
];
```

```
load_con = [4 0 0 .5 0;  
            14 0 0 .5 0];  
%active and reactive load modulation enabled  
lmod_con = [...  
%1 4 100 1 -1 1 0.05;  
%2 14 100 1 -1 1 0.05  
];
```

```
rlmod_con = [...  
%1 4 100 1 -1 1 0.05;  
%2 14 100 1 -1 1 0.05  
]
```



## **B - Sistema de 4 generadores con PSS**

SISTEMA DE 4 GENERADORES:

% bus data format

% bus:

% col1 number

% col2 voltage magnitude(pu)

% col3 voltage angle(degree)

% col4 p\_gen(pu)

% col5 q\_gen(pu),

% col6 p\_load(pu)

% col7 q\_load(pu)

% col8 G shunt(pu)

% col9 B shunt(pu)

% col10 bus\_type

%     bus\_type - 1, swing bus

%               - 2, generator bus (PV bus)

%               - 3, load bus (PQ bus)

% col11 q\_gen\_max(pu)

% col12 q\_gen\_min(pu)

% col13 vRated (kV)

% col14 v\_max pu

% col15 v\_min pu

bus = [...

1 1.03 18.5 7.00 1.61 0.00 0.00 0.00 0.00 1 5.0 -1.0 22.0 1.1 .9;

2 1.01 8.80 7.00 1.76 0.00 0.00 0.00 0.00 2 5.0 -1.0 22.0 1.1 .9;

3 0.9781 -6.1 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;

4 0.95 -10 0.00 0.00 9.76 1.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 115.0 1.05 .95;

10 1.0103 12.1 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;

11 1.03 -6.8 7.16 1.49 0.00 0.00 0.00 0.00 2 5.0 -1.0 22.0 1.1 .9;

12 1.01 -16.9 7.00 1.39 0.00 0.00 0.00 0.00 2 5.0 -1.0 22.0 1.1 .9;

13 0.9899 -31.8 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 5.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;

14 0.95 -35 0.00 0.00 17.65 1.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 115.0 1.05 .95;





```
20 0.9876 2.1 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
101 1.00 -19.3 0.00 1.09 0.00 0.00 0.00 0.00 2 2.0 0.0 500.0 1.5 .5;
110 1.0125 -13.4 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
120 0.9938 -23.6 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0.0 0.0 230.0 1.5 .5;
];
```

% line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, tap phase, tapmax, tapmin, tapsize

line = [...

```
1 10 0.0 0.0167 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0;
2 20 0.0 0.0167 0.00 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 4 0.0 0.005 0.00 1.0 0.12 0.8 0.02;
3 20 0.001 0.0100 0.0175 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 101 0.011 0.110 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
3 101 0.011 0.110 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
10 20 0.0025 0.025 0.0437 1.0 0.0 0.0 0.0;
11 110 0.0 0.0167 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0;
12 120 0.0 0.0167 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 101 0.011 0.11 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 101 0.011 0.11 0.1925 1.0 0.0 0.0 0.0;
13 14 0.0 0.005 0.00 1.0 0.12 0.8 0.02;
13 120 0.001 0.01 0.0175 1.0 0.0 0.0 0.0;
110 120 0.0025 0.025 0.0437 1.0 0.0 0.0 0.0];
```

% Machine data format

% 1. machine number,

% 2. bus number,

% 3. base mva,

% 4. leakage reactance  $x_l$ (pu),

% 5. resistance  $r_a$ (pu),

% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d$ (pu),

% 7. d-axis transient reactance  $x'_d$ (pu),

% 8. d-axis subtransient reactance  $x''_d$ (pu),



```
% 9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%      T''_do(sec),
% 11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
% 12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
% 13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
% 14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%      T''_qo(sec),
% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient d_o(pu),
% 18. damping coefficient d_1(pu),
% 19. bus number
%
%
mac_con = [ ...
```

```
1 1 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
      1.7 0.55 0.24 0.4 0.05...
      6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
2 2 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
      1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
      6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
3 11 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
      1.7 0.55 0.24 0.4 0.05...
      6.5 0 0 3 0.0654 0.5743;
4 12 900 0.200 0.00 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
      1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
      6.5 0 0 3 0.0654 0.5743];
```

```
exc_con = [...
0 1 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 2 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
```



```
0 3 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 4 0.01 200.0 0.05 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

% power system stabilizer model

```
% col1 type 1 speed input; 2 power input
% col2 generator number
% col3 pssgain*washout time constant
% col4 washout time constant
% col5 first lead time constant
% col6 first lag time constant
% col7 second lead time constant
% col8 second lag time constant
% col9 maximum output limit
% col10 minimum output limit
```

pss\_con = [...

```
1 1 130 10 0.07 0.02 0.07 0.02 0.2 -0.05;
1 2 130 10 0.07 0.02 0.07 0.02 0.2 -0.05;
1 3 130 10 0.07 0.02 0.07 0.02 0.2 -0.05;
1 4 130 10 0.07 0.02 0.07 0.02 0.2 -0.05];
```

% governor model

% tg\_con matrix format

%column	data	unit
% 1	turbine model number (=1)	
% 2	machine number	
% 3	speed set point wf	pu
% 4	steady state gain 1/R	pu
% 5	maximum power order Tmax	pu on generator base
% 6	servo time constant Ts	sec
% 7	governor time constant Tc	sec
% 8	transient gain time constant T3	sec
% 9	HP section time constant T4	sec
% 10	reheater time constant T5	se



```
tg_con = [...  
1 1 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 2 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 3 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
1 4 1 25.0 1.0 0.1 0.5 0.0 1.25 5.0;  
];
```

```
load_con = [4 0 0 .5 0;  
            14 0 0 .5 0];  
%active and reactive load modulation enabled  
lmod_con = [...  
%1 4 100 1 -1 1 0.05;  
%2 14 100 1 -1 1 0.05  
];
```

```
rlmod_con = [...  
%1 4 100 1 -1 1 0.05;  
%2 14 100 1 -1 1 0.05  
];
```



## **C - Sistema de 16 generadores sin PSS - caso punta**

### SISTEMA DE 16 GENERADORES

```
% Bus data format
% bus:
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p_gen(pu)
% col5 q_gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
%      bus_type - 1, swing bus
%                - 2, generator bus (PV bus)
%                - 3, load bus (PQ bus)
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)

bus = [...
1 1.00  0.00  0.00  0.00  2.527  1.1856  0.00 0.00  3 0 0;
2 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
3 1.00  0.00  0.00  0.00  3.22  0.02   0.00 0.00  3 0 0;
4 1.00  0.00  0.00  0.00  5.00  1.840  0.00 0.00  3 0 0;
5 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
6 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
7 1.00  0.00  0.00  0.00  2.34  0.84   0.00 0.00  3 0 0;
8 1.00  0.00  0.00  0.00  5.22  1.77   0.00 0.00  3 0 0;
9 1.00  0.00  0.00  0.00  1.04  1.25   0.00 0.00  3 0 0;
10 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
11 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
12 1.00  0.00  0.00  0.00  0.09  0.88   0.00 0.00  3 0 0;
```



13	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
14	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
15	1.00	0.00	0.00	3.200	1.5300	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
16	1.00	0.00	0.00	3.290	0.32	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
17	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
18	1.00	0.00	0.00	1.58	0.30	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
19	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
20	1.00	0.00	0.00	6.800	1.03	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
21	1.00	0.00	0.00	2.740	1.15	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
22	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
23	1.00	0.00	0.00	2.480	0.85	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
24	1.00	0.00	0.00	3.09	-0.92	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
25	1.00	0.00	0.00	2.24	0.47	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
26	1.00	0.00	0.00	1.39	0.17	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
27	1.00	0.00	0.00	2.810	0.76	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
28	1.00	0.00	0.00	2.060	0.28	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
29	1.00	0.00	0.00	2.840	0.27	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
30	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
31	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
32	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
33	1.00	0.00	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
34	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
35	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
36	1.00	0.00	0.00	1.02	-0.1946	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
37	1.00	0.00	0.00	60.00	3.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
38	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
39	1.00	0.00	0.00	2.67	0.126	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
40	1.00	0.00	0.00	0.6563	0.2353	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
41	1.00	0.00	0.00	10.00	2.50	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
42	1.00	0.00	0.00	11.50	2.50	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
43	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
44	1.00	0.00	0.00	2.6755	0.0484	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
45	1.00	0.00	0.00	2.08	0.21	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
46	1.00	0.00	0.00	1.507	0.285	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
47	1.00	0.00	0.00	2.0312	0.3259	0.00	0.00	0.00	3	0	0;



```
48 1.00 0.00 0.00 0.00 2.4120 0.022 0.00 0.00 3 0 0;  
49 1.00 0.00 0.00 0.00 1.6400 0.29 0.00 0.00 3 0 0;  
50 1.00 0.00 0.00 0.00 1.00 -1.47 0.00 0.00 3 0 0;  
51 1.00 0.00 0.00 0.00 3.37 -1.22 0.00 0.00 3 0 0;  
52 1.00 0.00 0.00 0.00 24.70 1.23 0.00 0.00 3 0 0;  
53 1.045 0.00 2.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
54 0.98 0.00 5.45 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
55 0.983 0.00 6.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
56 0.997 0.00 6.32 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
57 1.011 0.00 5.052 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
58 1.050 0.00 7.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
59 1.063 0.00 5.60 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
60 1.03 0.00 5.40 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
61 1.025 0.00 8.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
62 1.010 0.00 5.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
63 1.000 0.00 10.000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
64 1.0156 0.00 13.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
65 1.011 0.00 35.91 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 0 0;  
66 1.00 0.00 17.85 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
67 1.000 0.00 10.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
68 1.000 0.00 40.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999];
```

% Line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg)

line = [...

```
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0 0.;  
1 30 0.0008 0.0074 0.48 0 0.;  
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0 0.;  
2 25 0.007 0.0086 0.146 0 0.;  
2 53 0. 0.0181 0. 1.025 0.;  
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0. 0.;  
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0. 0.;
```



4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0. 0.;

4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0. 0.;

5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0. 0.;

5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0. 0.;

6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0. 0.;

6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0. 0.;

6 54 0. 0.0250 0. 1.07 0.;

7 8 0.0004 0.0046 0.078 0. 0.;

8 9 0.0023 0.0363 0.3804 0. 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

10 11 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;

10 13 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;

10 55 0. 0.02 0. 1.07 0.;

12 11 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;

12 13 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;

13 14 0.0009 0.0101 0.1723 0. 0.;

14 15 0.0018 0.0217 0.366 0. 0.;

15 16 0.0009 0.0094 0.171 0. 0.;

16 17 0.0007 0.0089 0.1342 0. 0.;

16 19 0.0016 0.0195 0.3040 0. 0.;

16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0. 0.;

16 24 0.0003 0.0059 0.0680 0. 0.;

17 18 0.0007 0.0082 0.1319 0. 0.;

17 27 0.0013 0.0173 0.3216 0. 0.;

19 20 0.0007 0.0138 0. 1.06 0.;

19 56 0.0007 0.0142 0. 1.07 0.;

20 57 0.0009 0.0180 0. 1.009 0.;

21 22 0.0008 0.0140 0.2565 0. 0.;

22 23 0.0006 0.0096 0.1846 0. 0.;

22 58 0. 0.0143 0. 1.025 0.;

23 24 0.0022 0.0350 0.3610 0. 0.;

23 59 0.0005 0.0272 0. 0. 0.;

25 26 0.0032 0.0323 0.5310 0. 0.;

25 60 0.0006 0.0232 0. 1.025 0.;

26 27 0.0014 0.0147 0.2396 0. 0.;





26 28 0.0043 0.0474 0.7802 0. 0.;

26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0. 0.;

28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0. 0.;

29 61 0.0008 0.0156 0. 1.025 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

36 37 0.0005 0.0045 0.32 0. 0.;

34 36 0.0033 0.0111 1.45 0. 0.;

35 34 0.0001 0.0074 0. 0.946 0.;

33 34 0.0011 0.0157 0.202 0. 0.;

32 33 0.0008 0.0099 0.168 0. 0.;

30 31 0.0013 0.0187 0.333 0. 0.;

30 32 0.0024 0.0288 0.488 0. 0.;

1 31 0.0016 0.0163 0.25 0. 0.;

31 38 0.0011 0.0147 0.247 0. 0.;

33 38 0.0036 0.0444 0.693 0. 0.;

38 46 0.0022 0.0284 0.43 0. 0.;

46 49 0.0018 0.0274 0.27 0. 0.;

1 47 0.0013 0.0188 1.31 0. 0.;

47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;

47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;

48 40 0.0020 0.022 1.28 0. 0.;

35 45 0.0007 0.0175 1.39 0. 0.;

37 43 0.0005 0.0276 0. 0. 0.;

43 44 0.0001 0.0011 0. 0. 0.;

44 45 0.0025 0.073 0. 0. 0.;

39 44 0. 0.0411 0. 0. 0.;

39 45 0. 0.0839 0. 0. 0.;

45 51 0.0004 0.0105 0.72 0. 0.;

50 52 0.0012 0.0288 2.06 0. 0.;

50 51 0.0009 0.0221 1.62 0. 0.;

49 52 0.0076 0.1141 1.16 0. 0.;

52 42 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;

42 41 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;



```
41 40 0.0060 0.0840 3.15 0. 0.;
31 62 0. 0.026 0. 1.04 0.;
32 63 0. 0.013 0. 1.04 0.;
36 64 0. 0.0075 0. 1.04 0.;
37 65 0. 0.0033 0. 1.04 0.;
41 66 0. 0.0015 0. 1. 0.;
42 67 0. 0.0015 0. 1. 0.;
52 68 0. 0.0030 0. 1. 0.;
1 27 0.032 0.32 0.41 1. 0.];
```

```
% Machine data format
% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance  $x_l(\text{pu})$ ,
% 5. resistance  $r_a(\text{pu})$ ,
% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d(\text{pu})$ ,
% 7. d-axis transient reactance  $x'_d(\text{pu})$ ,
% 8. d-axis subtransient reactance  $x''_d(\text{pu})$ ,
% 9. d-axis open-circuit time constant  $T'_{do}(\text{sec})$ ,
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%  $T''_{do}(\text{sec})$ ,
% 11. q-axis synchronous reactance  $x_q(\text{pu})$ ,
% 12. q-axis transient reactance  $x'_q(\text{pu})$ ,
% 13. q-axis subtransient reactance  $x''_q(\text{pu})$ ,
% 14. q-axis open-circuit time constant  $T'_{qo}(\text{sec})$ ,
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%  $T''_{qo}(\text{sec})$ ,
% 16. inertia constant  $H(\text{sec})$ ,
% 17. damping coefficient  $d_o(\text{pu})$ ,
% 18. damping coefficient  $d_1(\text{pu})$ ,
% 19. generator type
% 1 - classical
```



% 2 - salient pole

% 3 - round rotor

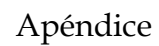
% 20. saturation factor S(1.0)

% 21. saturation factor S(1.2)

% note: all the following machines use subtransient reactance model

mac\_con = [...

```
1 53 300 0.003 0 0.969 0.248 0.147 12.6 0.045 ...
                                0.600 0.250 0 0.035
0 ...
                                3.4 0 0 3 0.0654 0.5743;% hydro unit
2 54 800 0.035 0 1.8 0.42529 0.30508 6.56 0.05 ...
                                1.7207 0.3661 0.30508 1.5 0.035 ...
                                4.9494 0 0 3 0.0654 0.5743;
3 55 800 0.0304 0 1.8 0.38309 0.32465 5.7 0.05 ...
                                1.7098 0.36072 0.32465 1.5
0.035 ...
                                4.9623 0 0
3 0.0654 0.5743;
4 56 800 0.0295 0 1.8 0.29954 0.24046 5.69 0.05 ...
                                1.7725 0.27481 0.24046 1.5
0.035 ...
                                4.1629 0 0
3 0.0654 0.5743;
5 57 700 0.027 0 1.8 0.36 0.27273 5.4 0.05 ...
                                1.6909 0.32727 0.27273 0.44
0.035 ...
                                4.7667 0 0
3 0.0654 0.5743;
6 58 900 0.0224 0 1.8 0.35433 0.28346 7.3 0.05 ...
                                1.7079 0.3189 0.28346 0.4
0.035 ...
                                4.9107 0 0
3 0.0654 0.5743;
7 59 800 0.0322 0 1.8 0.29898 0.24407 5.66 0.05 ...
```

219



```

                                1.73  0.25  0.23  1.5  0.035
...
                                3          3          0
3    0.0654 0.5743;
    15 67 10000 0.0017  0      1.8    0.285  0.23  4.1  0.05 ...
                                1.73  0.25  0.23      1.5
0.035 ...
                                3          3          0
3    0.0654 0.5743;
    16 68 11000 0.0041  0      1.8    0.35899 0.27809 7.8  0.05 ...
                                1.6888 0.30337 0.27809 1.5
0.035 ...
                                4.45      4.45  0          3    0.0654 0.5743;
];
% 1 - exciter type (1 for DC1)
% 2 - machine number
% 3 - input filter time constant T_R
% 4 - voltage regulator gain K_A
% 5 - voltage regulator time constant T_A
% 6 - voltage regulator time constant T_B
% 7 - voltage regulator time constant T_C
% 8 - maximum voltage regulator output V_Rmax
% 9 - minimum voltage regulator output V_Rmin
% 10 - exciter constant K_E
% 11 - exciter time constant T_E
% 12 - E_1
% 13 - saturation function S_E(E_1)
% 14 - E_2
% 15 - saturation function S_E(E_2)
% 16 - stabilizer gain K_F
% 17 - stabilizer time constant T_F

exc_condc = [...
    1 1 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0  .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
    1 2 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0  .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
```



```
1 3 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 4 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 5 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 6 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 7 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 8 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 9 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0  
1 10 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 11 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 12 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0];
```

```
exc_con = [...
```

```
0 1 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 2 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 3 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 4 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 5 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 6 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 7 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 8 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 9 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 10 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 11 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 12 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
```



```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 13 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 14 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 15 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 16 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];
```

% power system stabilizer model

```
% col1 type 1 speed input; 2 power input
% col2 generator number
% col3 pssgain*washout time constant
% col4 washout time constant
% col5 first lead time constant
% col6 first lag time constant
% col7 second lead time constant
% col8 second lag time constant
% col9 maximum output limit
% col10 minimum output limit
```

%pss\_con = []; NO PSS's

load\_con = [...

```
1 0 0.5 0;
3 0 0.5 0;
4 0 0.5 0;
7 0 0.5 0;
8 0 0.5 0;
9 0 0.5 0;
15 0 0.5 0;
16 0 0.5 0;
18 0 0.5 0;
20 0 0.5 0;
```



```
21 0 0.5 0;  
23 0 0.5 0;  
24 0 0.5 0;  
25 0 0.5 0;  
26 0 0.5 0;  
27 0 0.5 0;  
28 0 0.5 0;  
29 0 0.5 0;  
33 0 0.5 0;  
37 0 0.5 0;  
39 0 0.5 0;  
40 0 0.5 0;  
41 0 0.5 0;  
42 0 0.5 0;  
44 0 0.5 0;  
45 0 0.5 0;  
46 0 0.5 0;  
47 0 0.5 0;  
48 0 0.5 0;  
49 0 0.5 0;  
50 0 0.5 0;  
51 0 0.5 0;  
52 0 0.5 0];  
ind_con = [ ...  
1 1 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
2 3 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
3 4 350 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
4 7 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
5 8 325 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
6 9 60 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
7 12 5 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
8 15 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
9 16 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
10 18 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
11 20 400 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
```





```
12 21 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
13 23 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
14 24 175 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
15 25 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
16 26 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
17 27 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
18 28 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
19 29 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
20 33 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
21 36 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
22 40 50 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
23 45 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
24 46 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
25 47 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
26 48 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
27 49 110 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
28 50 130 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
29 51 300 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
```

```
];
```

```
mld_con = [ ...
```

```
1 1 .1 1 .7 2;
2 3 .1 1 .7 2;
3 4 .1 1 .7 2;
4 7 .1 1 .7 2;
5 8 .1 1 .7 2;
6 9 .1 1 .7 2;
7 12 .1 1 .7 2;
8 15 .1 1 .7 2;
9 16 .1 1 .7 2;
10 18 .1 1 .7 2;
11 20 .1 1 .7 2;
12 21 .1 1 .7 2;
13 23 .1 1 .7 2;
14 24 .1 1 .7 2;
15 25 .1 1 .7 2;
```



16 26 .1 1 .7 2;  
17 27 .1 1 .7 2;  
18 28 .1 1 .7 2;  
19 29 .1 1 .7 2;  
20 33 .1 1 .7 2;  
21 36 .1 1 .7 2;  
22 40 .1 1 .7 2;  
23 45 .1 1 .7 2;  
24 46 .1 1 .7 2;  
25 47 .1 1 .7 2;  
26 48 .1 1 .7 2;  
27 49 .1 1 .7 2;  
28 50 .1 1 .7 2;  
29 51 .1 1 .7 2;  
l;



## **D - Sistema de 16 generadores con PSS - caso punta**

### SISTEMA DE 16 GENERADORES

```
% Bus data format
% bus:
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p_gen(pu)
% col5 q_gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
%      bus_type - 1, swing bus
%                - 2, generator bus (PV bus)
%                - 3, load bus (PQ bus)
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)

bus = [...
1 1.00  0.00  0.00  0.00  2.527  1.1856  0.00 0.00  3 0 0;
2 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
3 1.00  0.00  0.00  0.00  3.22  0.02   0.00 0.00  3 0 0;
4 1.00  0.00  0.00  0.00  5.00  1.840  0.00 0.00  3 0 0;
5 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
6 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
7 1.00  0.00  0.00  0.00  2.34  0.84   0.00 0.00  3 0 0;
8 1.00  0.00  0.00  0.00  5.22  1.77   0.00 0.00  3 0 0;
9 1.00  0.00  0.00  0.00  1.04  1.25   0.00 0.00  3 0 0;
10 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
11 1.00  0.00  0.00  0.00  0.00  0.00   0.00 0.00  3 0 0;
12 1.00  0.00  0.00  0.00  0.09  0.88   0.00 0.00  3 0 0;
```



13	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
14	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
15	1.00	0.00	0.00	3.200	1.5300	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
16	1.00	0.00	0.00	3.290	0.32	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
17	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
18	1.00	0.00	0.00	1.58	0.30	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
19	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
20	1.00	0.00	0.00	6.800	1.03	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
21	1.00	0.00	0.00	2.740	1.15	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
22	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
23	1.00	0.00	0.00	2.480	0.85	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
24	1.00	0.00	0.00	3.09	-0.92	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
25	1.00	0.00	0.00	2.24	0.47	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
26	1.00	0.00	0.00	1.39	0.17	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
27	1.00	0.00	0.00	2.810	0.76	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
28	1.00	0.00	0.00	2.060	0.28	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
29	1.00	0.00	0.00	2.840	0.27	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
30	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
31	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
32	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
33	1.00	0.00	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
34	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
35	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
36	1.00	0.00	0.00	1.02	-0.1946	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
37	1.00	0.00	0.00	60.00	3.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
38	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
39	1.00	0.00	0.00	2.67	0.126	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
40	1.00	0.00	0.00	0.6563	0.2353	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
41	1.00	0.00	0.00	10.00	2.50	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
42	1.00	0.00	0.00	11.50	2.50	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
43	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
44	1.00	0.00	0.00	2.6755	0.0484	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
45	1.00	0.00	0.00	2.08	0.21	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
46	1.00	0.00	0.00	1.507	0.285	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
47	1.00	0.00	0.00	2.0312	0.3259	0.00	0.00	0.00	3	0	0;



```
48 1.00 0.00 0.00 0.00 2.4120 0.022 0.00 0.00 3 0 0;  
49 1.00 0.00 0.00 0.00 1.6400 0.29 0.00 0.00 3 0 0;  
50 1.00 0.00 0.00 0.00 1.00 -1.47 0.00 0.00 3 0 0;  
51 1.00 0.00 0.00 0.00 3.37 -1.22 0.00 0.00 3 0 0;  
52 1.00 0.00 0.00 0.00 24.70 1.23 0.00 0.00 3 0 0;  
53 1.045 0.00 2.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
54 0.98 0.00 5.45 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
55 0.983 0.00 6.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
56 0.997 0.00 6.32 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
57 1.011 0.00 5.052 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
58 1.050 0.00 7.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
59 1.063 0.00 5.60 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
60 1.03 0.00 5.40 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
61 1.025 0.00 8.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
62 1.010 0.00 5.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
63 1.000 0.00 10.000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
64 1.0156 0.00 13.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
65 1.011 0.00 35.91 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 0 0;  
66 1.00 0.00 17.85 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
67 1.000 0.00 10.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
68 1.000 0.00 40.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999];
```

% Line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg)

line = [...

```
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0 0.;  
1 30 0.0008 0.0074 0.48 0 0.;  
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0 0.;  
2 25 0.007 0.0086 0.146 0 0.;  
2 53 0. 0.0181 0. 1.025 0.;  
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0. 0.;  
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0. 0.;
```



4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0. 0.;

4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0. 0.;

5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0. 0.;

5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0. 0.;

6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0. 0.;

6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0. 0.;

6 54 0. 0.0250 0. 1.07 0.;

7 8 0.0004 0.0046 0.078 0. 0.;

8 9 0.0023 0.0363 0.3804 0. 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

10 11 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;

10 13 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;

10 55 0. 0.02 0. 1.07 0.;

12 11 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;

12 13 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;

13 14 0.0009 0.0101 0.1723 0. 0.;

14 15 0.0018 0.0217 0.366 0. 0.;

15 16 0.0009 0.0094 0.171 0. 0.;

16 17 0.0007 0.0089 0.1342 0. 0.;

16 19 0.0016 0.0195 0.3040 0. 0.;

16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0. 0.;

16 24 0.0003 0.0059 0.0680 0. 0.;

17 18 0.0007 0.0082 0.1319 0. 0.;

17 27 0.0013 0.0173 0.3216 0. 0.;

19 20 0.0007 0.0138 0. 1.06 0.;

19 56 0.0007 0.0142 0. 1.07 0.;

20 57 0.0009 0.0180 0. 1.009 0.;

21 22 0.0008 0.0140 0.2565 0. 0.;

22 23 0.0006 0.0096 0.1846 0. 0.;

22 58 0. 0.0143 0. 1.025 0.;

23 24 0.0022 0.0350 0.3610 0. 0.;

23 59 0.0005 0.0272 0. 0. 0.;

25 26 0.0032 0.0323 0.5310 0. 0.;

25 60 0.0006 0.0232 0. 1.025 0.;

26 27 0.0014 0.0147 0.2396 0. 0.;



26 28 0.0043 0.0474 0.7802 0. 0.;

26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0. 0.;

28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0. 0.;

29 61 0.0008 0.0156 0. 1.025 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

36 37 0.0005 0.0045 0.32 0. 0.;

34 36 0.0033 0.0111 1.45 0. 0.;

35 34 0.0001 0.0074 0. 0.946 0.;

33 34 0.0011 0.0157 0.202 0. 0.;

32 33 0.0008 0.0099 0.168 0. 0.;

30 31 0.0013 0.0187 0.333 0. 0.;

30 32 0.0024 0.0288 0.488 0. 0.;

1 31 0.0016 0.0163 0.25 0. 0.;

31 38 0.0011 0.0147 0.247 0. 0.;

33 38 0.0036 0.0444 0.693 0. 0.;

38 46 0.0022 0.0284 0.43 0. 0.;

46 49 0.0018 0.0274 0.27 0. 0.;

1 47 0.0013 0.0188 1.31 0. 0.;

47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;

47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;

48 40 0.0020 0.022 1.28 0. 0.;

35 45 0.0007 0.0175 1.39 0. 0.;

37 43 0.0005 0.0276 0. 0. 0.;

43 44 0.0001 0.0011 0. 0. 0.;

44 45 0.0025 0.073 0. 0. 0.;

39 44 0. 0.0411 0. 0. 0.;

39 45 0. 0.0839 0. 0. 0.;

45 51 0.0004 0.0105 0.72 0. 0.;

50 52 0.0012 0.0288 2.06 0. 0.;

50 51 0.0009 0.0221 1.62 0. 0.;

49 52 0.0076 0.1141 1.16 0. 0.;

52 42 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;

42 41 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;



```
41 40 0.0060 0.0840 3.15 0. 0.;
31 62 0. 0.026 0. 1.04 0.;
32 63 0. 0.013 0. 1.04 0.;
36 64 0. 0.0075 0. 1.04 0.;
37 65 0. 0.0033 0. 1.04 0.;
41 66 0. 0.0015 0. 1. 0.;
42 67 0. 0.0015 0. 1. 0.;
52 68 0. 0.0030 0. 1. 0.;
1 27 0.032 0.32 0.41 1. 0.];
```

```
% Machine data format
% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance  $x_l(\text{pu})$ ,
% 5. resistance  $r_a(\text{pu})$ ,
% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d(\text{pu})$ ,
% 7. d-axis transient reactance  $x'_d(\text{pu})$ ,
% 8. d-axis subtransient reactance  $x''_d(\text{pu})$ ,
% 9. d-axis open-circuit time constant  $T'_{do}(\text{sec})$ ,
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%  $T''_{do}(\text{sec})$ ,
% 11. q-axis synchronous reactance  $x_q(\text{pu})$ ,
% 12. q-axis transient reactance  $x'_q(\text{pu})$ ,
% 13. q-axis subtransient reactance  $x''_q(\text{pu})$ ,
% 14. q-axis open-circuit time constant  $T'_{qo}(\text{sec})$ ,
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%  $T''_{qo}(\text{sec})$ ,
% 16. inertia constant  $H(\text{sec})$ ,
% 17. damping coefficient  $d_o(\text{pu})$ ,
% 18. damping coefficient  $d_1(\text{pu})$ ,
% 19. generator type
% 1 - classical
```





% 2 - salient pole

% 3 - round rotor

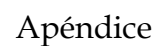
% 20. saturation factor S(1.0)

% 21. saturation factor S(1.2)

% note: all the following machines use subtransient reactance model

mac\_con = [...

```
1 53 300 0.003 0 0.969 0.248 0.147 12.6 0.045 ...
                                0.600 0.250 0 0.035
0 ...
    3.4 0 0 3 0.0654 0.5743;% hydro unit
2 54 800 0.035 0 1.8 0.42529 0.30508 6.56 0.05 ...
                                1.7207 0.3661 0.30508 1.5 0.035 ...
    4.9494 0 0 3 0.0654 0.5743;
3 55 800 0.0304 0 1.8 0.38309 0.32465 5.7 0.05 ...
                                1.7098 0.36072 0.32465 1.5
0.035 ...
                                4.9623 0 0
3 0.0654 0.5743;
4 56 800 0.0295 0 1.8 0.29954 0.24046 5.69 0.05 ...
                                1.7725 0.27481 0.24046 1.5
0.035 ...
                                4.1629 0 0
3 0.0654 0.5743;
5 57 700 0.027 0 1.8 0.36 0.27273 5.4 0.05 ...
                                1.6909 0.32727 0.27273 0.44
0.035 ...
                                4.7667 0 0
3 0.0654 0.5743;
6 58 900 0.0224 0 1.8 0.35433 0.28346 7.3 0.05 ...
                                1.7079 0.3189 0.28346 0.4
0.035 ...
                                4.9107 0 0
3 0.0654 0.5743;
7 59 800 0.0322 0 1.8 0.29898 0.24407 5.66 0.05 ...
```

233



```

                                1.73  0.25  0.23  1.5  0.035
...
                                3          3          0
3    0.0654 0.5743;
    15 67 10000 0.0017 0      1.8    0.285  0.23  4.1  0.05 ...
                                1.73  0.25  0.23          1.5
0.035 ...
                                3          3          0
3    0.0654 0.5743;
    16 68 11000 0.0041 0      1.8    0.35899 0.27809 7.8  0.05 ...
                                1.6888 0.30337 0.27809 1.5
0.035 ...
                                4.45      4.45  0          3    0.0654 0.5743;
];
% 1 - exciter type (1 for DC1)
% 2 - machine number
% 3 - input filter time constant T_R
% 4 - voltage regulator gain K_A
% 5 - voltage regulator time constant T_A
% 6 - voltage regulator time constant T_B
% 7 - voltage regulator time constant T_C
% 8 - maximum voltage regulator output V_Rmax
% 9 - minimum voltage regulator output V_Rmin
% 10 - exciter constant K_E
% 11 - exciter time constant T_E
% 12 - E_1
% 13 - saturation function S_E(E_1)
% 14 - E_2
% 15 - saturation function S_E(E_2)
% 16 - stabilizer gain K_F
% 17 - stabilizer time constant T_F

exc_condc = [...
    1 1 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0  .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
    1 2 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0  .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
```



```
1 3 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 4 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 5 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 6 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 7 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 8 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 9 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0  
1 10 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 11 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;  
1 12 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0];
```

```
exc_con = [...
```

```
0 1 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 2 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 3 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 4 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 5 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 6 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 7 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 8 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 9 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 10 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 11 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;  
0 12 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
```



```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 13 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 14 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 15 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 16 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];
```

% power system stabilizer model

```
% col1 type 1 speed input; 2 power input
% col2 generator number
% col3 pssgain*washout time constant
% col4 washout time constant
% col5 first lead time constant
% col6 first lag time constant
% col7 second lead time constant
% col8 second lag time constant
% col9 maximum output limit
% col10 minimum output limit
```

% pss\_con = [...

```
1 2 100 10 0.08 0.02 0.08 0.02 0.2 -0.05 ;
1 3 100 10 0.08 0.02 0.08 0.01 0.2 -0.05 ;
1 9 100 10 0.05 0.01 0.05 0.01 0.2 -0.05 ;
1 10 100 10 0.1 0.02 0.1 0.02 0.2 -0.05 ;
1 11 50 10 0.05 0.01 0.05 0.01 0.2 -0.05 ;
1 12 110 10 0.1 0.02 0.1 0.02 0.2 -0.05 ;
1 13 110 10 0.1 0.02 0.1 0.02 0.2 -0.05 ];
```

% non-conforming load on all load buses

load\_con = [...

```
1 0 0.5 0;
3 0 0.5 0;
4 0 0.5 0;
```



7 0 0.5 0;  
8 0 0.5 0;  
9 0 0.5 0;  
15 0 0.5 0;  
16 0 0.5 0;  
18 0 0.5 0;  
20 0 0.5 0;  
21 0 0.5 0;  
23 0 0.5 0;  
24 0 0.5 0;  
25 0 0.5 0;  
26 0 0.5 0;  
27 0 0.5 0;  
28 0 0.5 0;  
29 0 0.5 0;  
33 0 0.5 0;  
37 0 0.5 0;  
39 0 0.5 0;  
40 0 0.5 0;  
41 0 0.5 0;  
42 0 0.5 0;  
44 0 0.5 0;  
45 0 0.5 0;  
46 0 0.5 0;  
47 0 0.5 0;  
48 0 0.5 0;  
49 0 0.5 0;  
50 0 0.5 0;  
51 0 0.5 0;  
52 0 0.5 0];

ind\_con = [ ...

1 1 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
2 3 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
3 4 350 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;  
4 7 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;



```
5 8 325 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
6 9 60 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
7 12 5 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
8 15 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
9 16 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
10 18 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
11 20 400 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
12 21 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
13 23 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
14 24 175 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
15 25 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
16 26 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
17 27 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
18 28 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
19 29 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
20 33 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
21 36 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
22 40 50 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
23 45 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
24 46 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
25 47 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
26 48 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
27 49 110 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
28 50 130 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
29 51 300 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
```

```
];
```

```
mld_con = [ ...
```

```
1 1 .1 1 .7 2;
```

```
2 3 .1 1 .7 2;
```

```
3 4 .1 1 .7 2;
```

```
4 7 .1 1 .7 2;
```

```
5 8 .1 1 .7 2;
```

```
6 9 .1 1 .7 2;
```

```
7 12 .1 1 .7 2;
```

```
8 15 .1 1 .7 2;
```



9 16.1 1 .7 2;  
10 18.1 1 .7 2;  
11 20.1 1 .7 2;  
12 21.1 1 .7 2;  
13 23.1 1 .7 2;  
14 24.1 1 .7 2;  
15 25.1 1 .7 2;  
16 26.1 1 .7 2;  
17 27.1 1 .7 2;  
18 28.1 1 .7 2;  
19 29.1 1 .7 2;  
20 33.1 1 .7 2;  
21 36.1 1 .7 2;  
22 40.1 1 .7 2;  
23 45.1 1 .7 2;  
24 46.1 1 .7 2;  
25 47.1 1 .7 2;  
26 48.1 1 .7 2;  
27 49.1 1 .7 2;  
28 50.1 1 .7 2;  
29 51.1 1 .7 2;  
];



## **E - Sistema de 16 generadores sin PSS - caso valle**

bus = [...

```
1 1.00 0.00 0.00 0.00 1.51 0.711 0.00 0.00 3 0 0;  
2 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
3 1.00 0.00 0.00 0.00 1.93 0.02 0.00 0.00 3 0 0;  
4 1.00 0.00 0.00 0.00 3.00 1.104 0.00 0.00 3 0 0;  
5 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
6 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
7 1.00 0.00 0.00 0.00 1.40 0.84 0.00 0.00 3 0 0;  
8 1.00 0.00 0.00 0.00 3.13 1.062 0.00 0.00 3 0 0;  
9 1.00 0.00 0.00 0.00 0.62 0.75 0.00 0.00 3 0 0;  
10 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
11 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
12 1.00 0.00 0.00 0.00 0.09 0.528 0.00 0.00 3 0 0;  
13 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
14 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
15 1.00 0.00 0.00 0.00 1.92 0.918 0.00 0.00 3 0 0;  
16 1.00 0.00 0.00 0.00 1.97 0.192 0.00 0.00 3 0 0;  
17 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
18 1.00 0.00 0.00 0.00 0.94 0.18 0.00 0.00 3 0 0;  
19 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
20 1.00 0.00 0.00 0.00 4.08 0.618 0.00 0.00 3 0 0;  
21 1.00 0.00 0.00 0.00 1.64 0.69 0.00 0.00 3 0 0;  
22 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
23 1.00 0.00 0.00 0.00 1.48 0.51 0.00 0.00 3 0 0;  
24 1.00 0.00 0.00 0.00 1.85 -0.552 0.00 0.00 3 0 0;  
25 1.00 0.00 0.00 0.00 1.34 0.282 0.00 0.00 3 0 0;  
26 1.00 0.00 0.00 0.00 0.83 0.102 0.00 0.00 3 0 0;  
27 1.00 0.00 0.00 0.00 1.68 0.456 0.00 0.00 3 0 0;  
28 1.00 0.00 0.00 0.00 1.23 0.168 0.00 0.00 3 0 0;  
29 1.00 0.00 0.00 0.00 1.70 0.162 0.00 0.00 3 0 0;  
30 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
31 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
32 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;
```



33 1.00 0.00 0.00 0.00 0.67 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
34 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
35 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
36 1.00 0.00 0.00 0.00 0.61 -0.116 0.00 0.00 3 0 0;  
37 1.00 0.00 0.00 0.00 36.00 1.8 0.00 0.00 3 0 0;  
38 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
39 1.00 0.00 0.00 0.00 1.60 0.075 0.00 0.00 3 0 0;  
40 1.00 0.00 0.00 0.00 0.39 0.1411 0.00 0.00 3 0 0;  
41 1.00 0.00 0.00 0.00 6.00 1.50 0.00 0.00 3 0 0;  
42 1.00 0.00 0.00 0.00 6.9 1.50 0.00 0.00 3 0 0;  
43 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
44 1.00 0.00 0.00 0.00 1.605 0.029 0.00 0.00 3 0 0;  
45 1.00 0.00 0.00 0.00 1.248 0.126 0.00 0.00 3 0 0;  
46 1.00 0.00 0.00 0.00 0.904 0.171 0.00 0.00 3 0 0;  
47 1.00 0.00 0.00 0.00 1.207 0.1955 0.00 0.00 3 0 0;  
48 1.00 0.00 0.00 0.00 1.44 0.0132 0.00 0.00 3 0 0;  
49 1.00 0.00 0.00 0.00 0.98 0.174 0.00 0.00 3 0 0;  
50 1.00 0.00 0.00 0.00 0.60 -0.88 0.00 0.00 3 0 0;  
51 1.00 0.00 0.00 0.00 2.02 -0.732 0.00 0.00 3 0 0;  
52 1.00 0.00 0.00 0.00 14.82 0.738 0.00 0.00 3 0 0;  
53 1.045 0.00 1.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
54 0.98 0.00 3.27 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
55 0.983 0.00 3.9 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
56 0.997 0.00 3.79 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
57 1.011 0.00 3.01 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
58 1.050 0.00 4.2 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
59 1.063 0.00 3.36 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
60 1.03 0.00 3.24 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
61 1.025 0.00 4.8 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
62 1.010 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
63 1.000 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
64 1.0156 0.00 8.10 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
65 1.011 0.00 21.54 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 0 0;  
66 1.00 0.00 10.71 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
67 1.000 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;



68 1.000 0.00 24.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999];

% Line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg)

line = [...

```
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0 0.;
1 30 0.0008 0.0074 0.48 0 0.;
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0 0.;
2 25 0.007 0.0086 0.146 0 0.;
2 53 0. 0.0181 0. 1.025 0.;
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0. 0.;
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0. 0.;
4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0. 0.;
4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0. 0.;
5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0. 0.;
5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0. 0.;
6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0. 0.;
6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0. 0.;
6 54 0. 0.0250 0. 1.07 0.;
7 8 0.0004 0.0046 0.078 0. 0.;
8 9 0.0023 0.0363 0.3804 0. 0.;
9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;
10 11 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;
10 13 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;
10 55 0. 0.02 0. 1.07 0.;
12 11 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;
12 13 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;
13 14 0.0009 0.0101 0.1723 0. 0.;
14 15 0.0018 0.0217 0.366 0. 0.;
15 16 0.0009 0.0094 0.171 0. 0.;
16 17 0.0007 0.0089 0.1342 0. 0.;
16 19 0.0016 0.0195 0.3040 0. 0.;
```



16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0. 0.;

16 24 0.0003 0.0059 0.0680 0. 0.;

17 18 0.0007 0.0082 0.1319 0. 0.;

17 27 0.0013 0.0173 0.3216 0. 0.;

19 20 0.0007 0.0138 0. 1.06 0.;

19 56 0.0007 0.0142 0. 1.07 0.;

20 57 0.0009 0.0180 0. 1.009 0.;

21 22 0.0008 0.0140 0.2565 0. 0.;

22 23 0.0006 0.0096 0.1846 0. 0.;

22 58 0. 0.0143 0. 1.025 0.;

23 24 0.0022 0.0350 0.3610 0. 0.;

23 59 0.0005 0.0272 0. 0. 0.;

25 26 0.0032 0.0323 0.5310 0. 0.;

25 60 0.0006 0.0232 0. 1.025 0.;

26 27 0.0014 0.0147 0.2396 0. 0.;

26 28 0.0043 0.0474 0.7802 0. 0.;

26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0. 0.;

28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0. 0.;

29 61 0.0008 0.0156 0. 1.025 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

36 37 0.0005 0.0045 0.32 0. 0.;

34 36 0.0033 0.0111 1.45 0. 0.;

35 34 0.0001 0.0074 0. 0.946 0.;

33 34 0.0011 0.0157 0.202 0. 0.;

32 33 0.0008 0.0099 0.168 0. 0.;

30 31 0.0013 0.0187 0.333 0. 0.;

30 32 0.0024 0.0288 0.488 0. 0.;

1 31 0.0016 0.0163 0.25 0. 0.;

31 38 0.0011 0.0147 0.247 0. 0.;

33 38 0.0036 0.0444 0.693 0. 0.;

38 46 0.0022 0.0284 0.43 0. 0.;

46 49 0.0018 0.0274 0.27 0. 0.;

1 47 0.0013 0.0188 1.31 0. 0.;



```
47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;
47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;
48 40 0.0020 0.022 1.28 0. 0.;
35 45 0.0007 0.0175 1.39 0. 0.;
37 43 0.0005 0.0276 0. 0. 0.;
43 44 0.0001 0.0011 0. 0. 0.;
44 45 0.0025 0.073 0. 0. 0.;
39 44 0. 0.0411 0. 0. 0.;
39 45 0. 0.0839 0. 0. 0.;
45 51 0.0004 0.0105 0.72 0. 0.;
50 52 0.0012 0.0288 2.06 0. 0.;
50 51 0.0009 0.0221 1.62 0. 0.;
49 52 0.0076 0.1141 1.16 0. 0.;
52 42 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
42 41 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
41 40 0.0060 0.0840 3.15 0. 0.;
31 62 0. 0.026 0. 1.04 0.;
32 63 0. 0.013 0. 1.04 0.;
36 64 0. 0.0075 0. 1.04 0.;
37 65 0. 0.0033 0. 1.04 0.;
41 66 0. 0.0015 0. 1. 0.;
42 67 0. 0.0015 0. 1. 0.;
52 68 0. 0.0030 0. 1. 0.;
1 27 0.032 0.32 0.41 1. 0.];
```

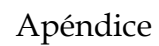
% Machine data format

```
% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance  $x_l$ (pu),
% 5. resistance  $r_a$ (pu),
% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d$ (pu),
% 7. d-axis transient reactance  $x'_d$ (pu),
```



```
% 8. d-axis subtransient reactance  $x''_d$ (pu),
% 9. d-axis open-circuit time constant  $T'_{do}$ (sec),
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%       $T''_{do}$ (sec),
% 11. q-axis synchronous reactance  $x_q$ (pu),
% 12. q-axis transient reactance  $x'_q$ (pu),
% 13. q-axis subtransient reactance  $x''_q$ (pu),
% 14. q-axis open-circuit time constant  $T'_{qo}$ (sec),
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%       $T''_{qo}$ (sec),
% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient  $d_o$ (pu),
% 18. damping coefficient  $d_1$ (pu),
% 19. generator type
%
%          1 - classical
%          2 - salient pole
%          3 - round rotor
% 20. saturation factor S(1.0)
% 21. saturation factor S(1.2)
% note: all the following machines use subtransient reactance model

mac_con = [...
    1 53 300 0.003 0 0.969 0.248 0.147 12.6 0.045 ...
                                     0.600 0.250 0 0.035
0 ...
    3.4 0 0 3 0.0654 0.5743;% hydro unit
    2 54 800 0.035 0 1.8 0.42529 0.30508 6.56 0.05 ...
                                     1.7207 0.3661 0.30508 1.5 0.035 ...
    4.9494 0 0 3 0.0654 0.5743;
    3 55 800 0.0304 0 1.8 0.38309 0.32465 5.7 0.05 ...
                                     1.7098 0.36072 0.32465 1.5
0.035 ...
                                     4.9623 0 0
    3 0.0654 0.5743;
    4 56 800 0.0295 0 1.8 0.29954 0.24046 5.69 0.05 ...
```

246



```
                                1.7297 0.21094 0.16875 1.5
0.035 ...
                                2.0053 0 0
3      0.0654 0.5743;
      12 64 1900 0.022 0 1.8 0.55248 0.44554 7.4 0.05 ...
                                1.6931 0.49901 0.44554 1.5
0.035 ...
                                5.1791 0 0
3      0.0654 0.5743;
      13 65 12000 0.003 0 1.8 0.33446 0.24324 5.9 0.05 ...
                                1.7392 0.30405 0.24324 1.5
0.035 ...
                                4.0782 4.0782 0
3      0.0654 0.5743;
      14 66 10000 0.0017 0 1.8 0.285 0.23 4.1 0.05 ...
                                1.73 0.25 0.23 1.5 0.035
...
                                3 3 0
3      0.0654 0.5743;
      15 67 10000 0.0017 0 1.8 0.285 0.23 4.1 0.05 ...
                                1.73 0.25 0.23 1.5
0.035 ...
                                3 3 0
3      0.0654 0.5743;
      16 68 11000 0.0041 0 1.8 0.35899 0.27809 7.8 0.05 ...
                                1.6888 0.30337 0.27809 1.5
0.035 ...
                                4.45 4.45 0 3 0.0654 0.5743;
];
% exciter data dc12 model
% 1 - exciter type (1 for DC1, 2 for DC2)
% 2 - machine number
% 3 - input filter time constant T_R
% 4 - voltage regulator gain K_A
% 5 - voltage regulator time constant T_A
```





```
% 6 - voltage regulator time constant T_B
% 7 - voltage regulator time constant T_C
% 8 - maximum voltage regulator output V_Rmax
% 9 - minimum voltage regulator output V_Rmin
% 10 - exciter constant K_E
% 11 - exciter time constant T_E
% 12 - E_1
% 13 - saturation function S_E(E_1)
% 14 - E_2
% 15 - saturation function S_E(E_2)
% 16 - stabilizer gain K_F
% 17 - stabilizer time constant T_F
```

```
exc_condc = [...
```

```
1 1 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 2 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 3 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 4 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 5 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 6 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 7 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 8 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 9 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0
1 10 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 11 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 12 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0];
```

```
exc_con = [...
```

```
0 1 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 2 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 3 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 4 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
```



```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 5 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 6 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 7 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 8 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 9 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 10 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 11 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 12 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 13 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 14 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 15 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 16 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];
```

```
pss_con = [];
% non-conforming load on all load buses
load_con = [...
1 0 0.5 0;
3 0 0.5 0;
4 0 0.5 0;
7 0 0.5 0;
```



```
8 0 0 .5 0;  
9 0 0 .5 0;  
15 0 0 .5 0;  
16 0 0 .5 0;  
18 0 0 .5 0;  
20 0 0 .5 0;  
21 0 0 .5 0;  
23 0 0 .5 0;  
24 0 0 .5 0;  
25 0 0 .5 0;  
26 0 0 .5 0;  
27 0 0 .5 0;  
28 0 0 .5 0;  
29 0 0 .5 0;  
33 0 0 .5 0;  
37 0 0 .5 0;  
39 0 0 .5 0;  
40 0 0 .5 0;  
41 0 0 .5 0;  
42 0 0 .5 0;  
44 0 0 .5 0;  
45 0 0 .5 0;  
46 0 0 .5 0;  
47 0 0 .5 0;  
48 0 0 .5 0;  
49 0 0 .5 0;  
50 0 0 .5 0;  
51 0 0 .5 0;  
52 0 0 .5 0];  
ind_con = [ ...  
1 1 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;  
2 3 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;  
3 4 350 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;  
4 7 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;  
5 8 325 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
```



```
6 9 60 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
7 12 5 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
8 15 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
9 16 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
10 18 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
11 20 400 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
12 21 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
13 23 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
14 24 175 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
15 25 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
16 26 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
17 27 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
18 28 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
19 29 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
20 33 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
21 36 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
22 40 50 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
23 45 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
24 46 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
25 47 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
26 48 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
27 49 110 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
28 50 130 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
29 51 300 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0 .5;
```

```
];
```

```
mld_con = [ ...
```

```
1 1 .1 1 .7 2;
```

```
2 3 .1 1 .7 2;
```

```
3 4 .1 1 .7 2;
```

```
4 7 .1 1 .7 2;
```

```
5 8 .1 1 .7 2;
```

```
6 9 .1 1 .7 2;
```

```
7 12 .1 1 .7 2;
```

```
8 15 .1 1 .7 2;
```

```
9 16 .1 1 .7 2;
```



```
10 18 .1 1 .7 2;  
11 20 .1 1 .7 2;  
12 21 .1 1 .7 2;  
13 23 .1 1 .7 2;  
14 24 .1 1 .7 2;  
15 25 .1 1 .7 2;  
16 26 .1 1 .7 2;  
17 27 .1 1 .7 2;  
18 28 .1 1 .7 2;  
19 29 .1 1 .7 2;  
20 33 .1 1 .7 2;  
21 36 .1 1 .7 2;  
22 40 .1 1 .7 2;  
23 45 .1 1 .7 2;  
24 46 .1 1 .7 2;  
25 47 .1 1 .7 2;  
26 48 .1 1 .7 2;  
27 49 .1 1 .7 2;  
28 50 .1 1 .7 2;  
29 51 .1 1 .7 2;  
];
```

%Switching file defines the simulation control

% row 1 col1 simulation start time (s) (cols 2 to 6 zeros)

% col7 initial time step (s)

% row 2 col1 fault application time (s)

% col2 bus number at which fault is applied

% col3 bus number defining far end of faulted line

% col4 zero sequence impedance in pu on system base

% col5 negative sequence impedance in pu on system base

% col6 type of fault - 0 three phase

% - 1 line to ground

% - 2 line-to-line to ground

% - 3 line-to-line

% - 4 loss of line with no fault



```
%          - 5 loss of load at bus
%   col7  time step for fault period (s)
% row 3 col1  near end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
%   col7  time step for second part of fault (s)
% row 4 col1  far end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
%   col7  time step for fault cleared simulation (s)
% row 5 col1  time to change step length (s)
%   col7  time step (s)
%
%
%
% row n col1 finishing time (s) (n indicates that intermediate rows may be inserted)

sw_con = [...
    0  0  0  0  0  0  0.01;%sets intitial time step
    0.1 1  2  0  0  0  0.005; %apply three phase fault at bus 1, on line 1-2
    0.15 0  0  0  0  0  0.005; %clear fault at bus
    0.20 0  0  0  0  0  0.005; %clear remote end
    0.50 0  0  0  0  0  0.01; % increase time step
    1.0 0  0  0  0  0  0.01; % increase time step
    10.0 0  0  0  0  0  0]; % end simulation
%
%
% non-conforming load
% col 1      bus number
% col 2      fraction const active power load
% col 3      fraction const reactive power load
% col 4      fraction const active current load
% col 5      fraction const reactive current load
```

## **F - Sistema de 16 generadores con PSS - caso valle**

bus = [...

```
1 1.00 0.00 0.00 0.00 1.51 0.711 0.00 0.00 3 0 0;  
2 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
3 1.00 0.00 0.00 0.00 1.93 0.02 0.00 0.00 3 0 0;  
4 1.00 0.00 0.00 0.00 3.00 1.104 0.00 0.00 3 0 0;  
5 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
6 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
7 1.00 0.00 0.00 0.00 1.40 0.84 0.00 0.00 3 0 0;  
8 1.00 0.00 0.00 0.00 3.13 1.062 0.00 0.00 3 0 0;  
9 1.00 0.00 0.00 0.00 0.62 0.75 0.00 0.00 3 0 0;  
10 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
11 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
12 1.00 0.00 0.00 0.00 0.09 0.528 0.00 0.00 3 0 0;  
13 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
14 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
15 1.00 0.00 0.00 0.00 1.92 0.918 0.00 0.00 3 0 0;  
16 1.00 0.00 0.00 0.00 1.97 0.192 0.00 0.00 3 0 0;  
17 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
18 1.00 0.00 0.00 0.00 0.94 0.18 0.00 0.00 3 0 0;  
19 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
20 1.00 0.00 0.00 0.00 4.08 0.618 0.00 0.00 3 0 0;  
21 1.00 0.00 0.00 0.00 1.64 0.69 0.00 0.00 3 0 0;  
22 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
23 1.00 0.00 0.00 0.00 1.48 0.51 0.00 0.00 3 0 0;  
24 1.00 0.00 0.00 0.00 1.85 -0.552 0.00 0.00 3 0 0;  
25 1.00 0.00 0.00 0.00 1.34 0.282 0.00 0.00 3 0 0;  
26 1.00 0.00 0.00 0.00 0.83 0.102 0.00 0.00 3 0 0;  
27 1.00 0.00 0.00 0.00 1.68 0.456 0.00 0.00 3 0 0;  
28 1.00 0.00 0.00 0.00 1.23 0.168 0.00 0.00 3 0 0;  
29 1.00 0.00 0.00 0.00 1.70 0.162 0.00 0.00 3 0 0;  
30 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
31 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
32 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;
```



33 1.00 0.00 0.00 0.00 0.67 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
34 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
35 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
36 1.00 0.00 0.00 0.00 0.61 -0.116 0.00 0.00 3 0 0;  
37 1.00 0.00 0.00 0.00 36.00 1.8 0.00 0.00 3 0 0;  
38 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
39 1.00 0.00 0.00 0.00 1.60 0.075 0.00 0.00 3 0 0;  
40 1.00 0.00 0.00 0.00 0.39 0.1411 0.00 0.00 3 0 0;  
41 1.00 0.00 0.00 0.00 6.00 1.50 0.00 0.00 3 0 0;  
42 1.00 0.00 0.00 0.00 6.9 1.50 0.00 0.00 3 0 0;  
43 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 0 0;  
44 1.00 0.00 0.00 0.00 1.605 0.029 0.00 0.00 3 0 0;  
45 1.00 0.00 0.00 0.00 1.248 0.126 0.00 0.00 3 0 0;  
46 1.00 0.00 0.00 0.00 0.904 0.171 0.00 0.00 3 0 0;  
47 1.00 0.00 0.00 0.00 1.207 0.1955 0.00 0.00 3 0 0;  
48 1.00 0.00 0.00 0.00 1.44 0.0132 0.00 0.00 3 0 0;  
49 1.00 0.00 0.00 0.00 0.98 0.174 0.00 0.00 3 0 0;  
50 1.00 0.00 0.00 0.00 0.60 -0.88 0.00 0.00 3 0 0;  
51 1.00 0.00 0.00 0.00 2.02 -0.732 0.00 0.00 3 0 0;  
52 1.00 0.00 0.00 0.00 14.82 0.738 0.00 0.00 3 0 0;  
53 1.045 0.00 1.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
54 0.98 0.00 3.27 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
55 0.983 0.00 3.9 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
56 0.997 0.00 3.79 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
57 1.011 0.00 3.01 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
58 1.050 0.00 4.2 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
59 1.063 0.00 3.36 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
60 1.03 0.00 3.24 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
61 1.025 0.00 4.8 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
62 1.010 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
63 1.000 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
64 1.0156 0.00 8.10 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
65 1.011 0.00 21.54 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 0 0;  
66 1.00 0.00 10.71 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;  
67 1.000 0.00 6.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999;





68 1.000 0.00 24.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 999 -999];

% Line data format

% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),

% line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg)

line = [...

```
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0 0.;
1 30 0.0008 0.0074 0.48 0 0.;
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0 0.;
2 25 0.007 0.0086 0.146 0 0.;
2 53 0. 0.0181 0. 1.025 0.;
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0. 0.;
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0. 0.;
4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0. 0.;
4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0. 0.;
5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0. 0.;
5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0. 0.;
6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0. 0.;
6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0. 0.;
6 54 0. 0.0250 0. 1.07 0.;
7 8 0.0004 0.0046 0.078 0. 0.;
8 9 0.0023 0.0363 0.3804 0. 0.;
9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;
10 11 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;
10 13 0.0004 0.0043 0.0729 0. 0.;
10 55 0. 0.02 0. 1.07 0.;
12 11 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;
12 13 0.0016 0.0435 0. 1.06 0.;
13 14 0.0009 0.0101 0.1723 0. 0.;
14 15 0.0018 0.0217 0.366 0. 0.;
15 16 0.0009 0.0094 0.171 0. 0.;
16 17 0.0007 0.0089 0.1342 0. 0.;
16 19 0.0016 0.0195 0.3040 0. 0.;
```



16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0. 0.;

16 24 0.0003 0.0059 0.0680 0. 0.;

17 18 0.0007 0.0082 0.1319 0. 0.;

17 27 0.0013 0.0173 0.3216 0. 0.;

19 20 0.0007 0.0138 0. 1.06 0.;

19 56 0.0007 0.0142 0. 1.07 0.;

20 57 0.0009 0.0180 0. 1.009 0.;

21 22 0.0008 0.0140 0.2565 0. 0.;

22 23 0.0006 0.0096 0.1846 0. 0.;

22 58 0. 0.0143 0. 1.025 0.;

23 24 0.0022 0.0350 0.3610 0. 0.;

23 59 0.0005 0.0272 0. 0. 0.;

25 26 0.0032 0.0323 0.5310 0. 0.;

25 60 0.0006 0.0232 0. 1.025 0.;

26 27 0.0014 0.0147 0.2396 0. 0.;

26 28 0.0043 0.0474 0.7802 0. 0.;

26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0. 0.;

28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0. 0.;

29 61 0.0008 0.0156 0. 1.025 0.;

9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;

36 37 0.0005 0.0045 0.32 0. 0.;

34 36 0.0033 0.0111 1.45 0. 0.;

35 34 0.0001 0.0074 0. 0.946 0.;

33 34 0.0011 0.0157 0.202 0. 0.;

32 33 0.0008 0.0099 0.168 0. 0.;

30 31 0.0013 0.0187 0.333 0. 0.;

30 32 0.0024 0.0288 0.488 0. 0.;

1 31 0.0016 0.0163 0.25 0. 0.;

31 38 0.0011 0.0147 0.247 0. 0.;

33 38 0.0036 0.0444 0.693 0. 0.;

38 46 0.0022 0.0284 0.43 0. 0.;

46 49 0.0018 0.0274 0.27 0. 0.;

1 47 0.0013 0.0188 1.31 0. 0.;



```
47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;
47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;
48 40 0.0020 0.022 1.28 0. 0.;
35 45 0.0007 0.0175 1.39 0. 0.;
37 43 0.0005 0.0276 0. 0. 0.;
43 44 0.0001 0.0011 0. 0. 0.;
44 45 0.0025 0.073 0. 0. 0.;
39 44 0. 0.0411 0. 0. 0.;
39 45 0. 0.0839 0. 0. 0.;
45 51 0.0004 0.0105 0.72 0. 0.;
50 52 0.0012 0.0288 2.06 0. 0.;
50 51 0.0009 0.0221 1.62 0. 0.;
49 52 0.0076 0.1141 1.16 0. 0.;
52 42 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
42 41 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
41 40 0.0060 0.0840 3.15 0. 0.;
31 62 0. 0.026 0. 1.04 0.;
32 63 0. 0.013 0. 1.04 0.;
36 64 0. 0.0075 0. 1.04 0.;
37 65 0. 0.0033 0. 1.04 0.;
41 66 0. 0.0015 0. 1. 0.;
42 67 0. 0.0015 0. 1. 0.;
52 68 0. 0.0030 0. 1. 0.;
1 27 0.032 0.32 0.41 1. 0.];
```

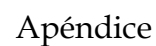
% Machine data format

```
% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance  $x_l$ (pu),
% 5. resistance  $r_a$ (pu),
% 6. d-axis synchronous reactance  $x_d$ (pu),
% 7. d-axis transient reactance  $x'_d$ (pu),
```



% 8. d-axis subtransient reactance  $x''_d(\text{pu})$ ,  
% 9. d-axis open-circuit time constant  $T'_{do}(\text{sec})$ ,  
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant  
%  $T''_{do}(\text{sec})$ ,  
% 11. q-axis synchronous reactance  $x_q(\text{pu})$ ,  
% 12. q-axis transient reactance  $x'_q(\text{pu})$ ,  
% 13. q-axis subtransient reactance  $x''_q(\text{pu})$ ,  
% 14. q-axis open-circuit time constant  $T'_{qo}(\text{sec})$ ,  
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant  
%  $T''_{qo}(\text{sec})$ ,  
% 16. inertia constant  $H(\text{sec})$ ,  
% 17. damping coefficient  $d_o(\text{pu})$ ,  
% 18. damping coefficient  $d_1(\text{pu})$ ,  
% 19. generator type  
% 1 - classical  
% 2 - salient pole  
% 3 - round rotor  
% 20. saturation factor  $S(1.0)$   
% 21. saturation factor  $S(1.2)$   
% note: all the following machines use subtransient reactance model

```
mac_con = [...  
    1 53 300 0.003 0 0.969 0.248 0.147 12.6 0.045 ...  
                                0.600 0.250 0 0.035  
0 ...  
    3.4 0 0 3 0.0654 0.5743;% hydro unit  
    2 54 800 0.035 0 1.8 0.42529 0.30508 6.56 0.05 ...  
                                1.7207 0.3661 0.30508 1.5 0.035 ...  
    4.9494 0 0 3 0.0654 0.5743;  
    3 55 800 0.0304 0 1.8 0.38309 0.32465 5.7 0.05 ...  
                                1.7098 0.36072 0.32465 1.5  
0.035 ...  
                                4.9623 0 0  
    3 0.0654 0.5743;  
    4 56 800 0.0295 0 1.8 0.29954 0.24046 5.69 0.05 ...
```

260



```
1.7297 0.21094 0.16875 1.5
0.035 ...
2.0053 0 0
3 0.0654 0.5743;
12 64 1900 0.022 0 1.8 0.55248 0.44554 7.4 0.05 ...
1.6931 0.49901 0.44554 1.5
0.035 ...
5.1791 0 0
3 0.0654 0.5743;
13 65 12000 0.003 0 1.8 0.33446 0.24324 5.9 0.05 ...
1.7392 0.30405 0.24324 1.5
0.035 ...
4.0782 4.0782 0
3 0.0654 0.5743;
14 66 10000 0.0017 0 1.8 0.285 0.23 4.1 0.05 ...
1.73 0.25 0.23 1.5 0.035
...
3 3 0
3 0.0654 0.5743;
15 67 10000 0.0017 0 1.8 0.285 0.23 4.1 0.05 ...
1.73 0.25 0.23 1.5
0.035 ...
3 3 0
3 0.0654 0.5743;
16 68 11000 0.0041 0 1.8 0.35899 0.27809 7.8 0.05 ...
1.6888 0.30337 0.27809 1.5
0.035 ...
4.45 4.45 0 3 0.0654 0.5743;
];
% exciter data dc12 model
% 1 - exciter type (1 for DC1, 2 for DC2)
% 2 - machine number
% 3 - input filter time constant T_R
% 4 - voltage regulator gain K_A
% 5 - voltage regulator time constant T_A
```



```
% 6 - voltage regulator time constant T_B
% 7 - voltage regulator time constant T_C
% 8 - maximum voltage regulator output V_Rmax
% 9 - minimum voltage regulator output V_Rmin
% 10 - exciter constant K_E
% 11 - exciter time constant T_E
% 12 - E_1
% 13 - saturation function S_E(E_1)
% 14 - E_2
% 15 - saturation function S_E(E_2)
% 16 - stabilizer gain K_F
% 17 - stabilizer time constant T_F
```

```
exc_condc = [...
```

```
1 1 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 2 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 3 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 4 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 5 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 6 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 7 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 8 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 9 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0
1 10 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 11 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0;
1 12 0 30. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0 0 0 0];
```

```
exc_con = [...
```

```
0 1 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 2 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 3 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 4 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
```



```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 5 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 6 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 7 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 8 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 9 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 10 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 11 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 12 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 13 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 14 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 15 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 16 0.0 100.0 0.01 0 0 5.0 -5.0...
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

pss_con = [...
1 2 100 10 0.1 0.02 0.1 0.02 0.2 -0.05 ;
1 3 100 10 0.02 0.02 0.1 0.02 0.2 -0.05 ;
1 9 70 10 0.11 0.04 0.11 0.04 0.2 -0.05 ;
1 10 100 10 0.1 0.01 0.1 0.01 0.2 -0.05 ;
1 11 100 10 0.1 0.04 0.1 0.04 0.2 -0.05 ;
1 12 110 10 0.13 0.02 0.13 0.02 0.2 -0.05 ];

% pss_con = [];
```





% non-conforming load on all load buses

load\_con = [...

```
1 0 0.5 0;  
3 0 0.5 0;  
4 0 0.5 0;  
7 0 0.5 0;  
8 0 0.5 0;  
9 0 0.5 0;  
15 0 0.5 0;  
16 0 0.5 0;  
18 0 0.5 0;  
20 0 0.5 0;  
21 0 0.5 0;  
23 0 0.5 0;  
24 0 0.5 0;  
25 0 0.5 0;  
26 0 0.5 0;  
27 0 0.5 0;  
28 0 0.5 0;  
29 0 0.5 0;  
33 0 0.5 0;  
37 0 0.5 0;  
39 0 0.5 0;  
40 0 0.5 0;  
41 0 0.5 0;  
42 0 0.5 0;  
44 0 0.5 0;  
45 0 0.5 0;  
46 0 0.5 0;  
47 0 0.5 0;  
48 0 0.5 0;  
49 0 0.5 0;  
50 0 0.5 0;  
51 0 0.5 0;  
52 0 0.5 0];
```

```
ind_con = [ ...
```

```
1 1 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
2 3 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
3 4 350 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
4 7 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
5 8 325 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
6 9 60 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
7 12 5 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
8 15 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
9 16 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
10 18 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
11 20 400 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
12 21 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
13 23 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
14 24 175 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
15 25 150 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
16 26 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
17 27 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
18 28 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
19 29 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
20 33 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
21 36 75 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
22 40 50 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
23 45 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
24 46 100 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
25 47 120 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
26 48 200 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
27 49 110 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
28 50 130 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
29 51 300 .03274 .08516 3.7788 .06164 .06005 1.0 0.01354 0.07517 0 3 0.5;
```

```
];
```

```
mld_con = [ ...
```

```
1 1 .1 1 .7 2;
2 3 .1 1 .7 2;
3 4 .1 1 .7 2;
```



```
4 7 .1 1 .7 2;  
5 8 .1 1 .7 2;  
6 9 .1 1 .7 2;  
7 12 .1 1 .7 2;  
8 15 .1 1 .7 2;  
9 16 .1 1 .7 2;  
10 18 .1 1 .7 2;  
11 20 .1 1 .7 2;  
12 21 .1 1 .7 2;  
13 23 .1 1 .7 2;  
14 24 .1 1 .7 2;  
15 25 .1 1 .7 2;  
16 26 .1 1 .7 2;  
17 27 .1 1 .7 2;  
18 28 .1 1 .7 2;  
19 29 .1 1 .7 2;  
20 33 .1 1 .7 2;  
21 36 .1 1 .7 2;  
22 40 .1 1 .7 2;  
23 45 .1 1 .7 2;  
24 46 .1 1 .7 2;  
25 47 .1 1 .7 2;  
26 48 .1 1 .7 2;  
27 49 .1 1 .7 2;  
28 50 .1 1 .7 2;  
29 51 .1 1 .7 2;  
];
```

```
%Switching file defines the simulation control  
% row 1 col1 simulation start time (s) (cols 2 to 6 zeros)  
% col7 initial time step (s)  
% row 2 col1 fault application time (s)  
% col2 bus number at which fault is applied  
% col3 bus number defining far end of faulted line  
% col4 zero sequence impedance in pu on system base
```



```
% col5 negative sequence impedance in pu on system base
% col6 type of fault - 0 three phase
%           - 1 line to ground
%           - 2 line-to-line to ground
%           - 3 line-to-line
%           - 4 loss of line with no fault
%           - 5 loss of load at bus
% col7 time step for fault period (s)
% row 3 col1 near end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
% col7 time step for second part of fault (s)
% row 4 col1 far end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
% col7 time step for fault cleared simulation (s)
% row 5 col1 time to change step length (s)
% col7 time step (s)
%
%
%
% row n col1 finishing time (s) (n indicates that intermediate rows may be inserted)
```

```
sw_con = [...
    0 0 0 0 0 0 0.01;%sets intitial time step
    0.1 1 2 0 0 0 0.005; %apply three phase fault at bus 1, on line 1-2
    0.15 0 0 0 0 0 0.005; %clear fault at bus
    0.20 0 0 0 0 0 0.005; %clear remote end
    0.50 0 0 0 0 0 0.01; % increase time step
    1.0 0 0 0 0 0 0.01; % increase time step
    10.0 0 0 0 0 0 0]; % end simulation
%
%
% non-conforming load
% col 1 bus number
% col 2 fraction const active power load
% col 3 fraction const reactive power load
% col 4 fraction const active current load
% col 5 fraction const reactive current load
```